



**“¿DEBE RECONSIDERARSE EL MECANISMO DE INGRESOS
GARANTIZADOS PARA EL GASODUCTO SUR PERUANO?:
OPCIONES DE VIABILIZACIÓN DEL PROYECTO Y ANÁLISIS
DE MERCADO”**

**Trabajo de Investigación presentado para optar al Grado Académico de Magíster
en Regulación y Gestión de Servicios Públicos**

Presentado por

**Sr. Oscar Jesús Antayhua López
Srta. Rocío del Pilar Huamán Pérez**

Asesor: Profesor Alfredo Dammert Lira

2018

A nuestros padres, por su apoyo incondicional; y a nuestras familias, por ser los motores de nuestro esfuerzo y dedicación.

Agradecemos al profesor Alfredo Dammert por su orientación, asesoramiento y dedicación. Asimismo, damos las gracias de manera especial a los ingenieros César Butrón Fernández y Luis Espinoza Quiñones por la valiosa ayuda brindada en las entrevistas concedidas.

Resumen ejecutivo

El mecanismo de ingresos garantizados (MIG) es un beneficio creado mediante la Ley N° 29970, que se previó para promover un sistema integrado de transporte de gas natural desde las zonas de producción del gas natural de Camisea hasta la costa sur del país, que brinde confiabilidad a la cadena de suministro de energía para el mercado nacional. El proyecto Gasoducto Sur Peruano (GSP) era parte de dicho sistema integrado de transporte.

Mediante el referido mecanismo, se previó adelantar ingresos garantizados al concesionario del GSP, con miras a hacer viable dicho proyecto. No obstante, el hecho que la recaudación del referido MIG se obtuviera mediante un cargo (Cargo por Afianzamiento de la Seguridad Energética – CASE) en los recibos de suministro de electricidad hasta inicios del año 2017 generó un rechazo por parte de la población.

De este modo, el cobro de este concepto representó una de las varias críticas asociadas al proyecto GSP, el cual fue cuestionado desde que fue planteado en el año 2014, debido a factores asociados a su viabilidad, específicamente por la falta de certificación de reservas de gas suficientes que justifiquen la construcción de un sistema de gran envergadura y, a su vez, por la falta de demanda suficiente que garantice la existencia de usuarios en el sur del país que consuma determinada cantidad del hidrocarburo a transportarse. Específicamente en lo que respecta al MIG, debido a las críticas de la población, en febrero de 2017, mediante Ley N° 30543, se eliminó el cobro del CASE.

En este contexto, en el que además el Ministerio de Energía y Minas ya encargó formalmente a la Agencia de Promoción de la Inversión Privada (Proinversión) la incorporación del proyecto Sistema Integrado de Transporte de Gas Zona Sur del País (nueva denominación del GSP) al proceso de promoción de la inversión privada, bajo la modalidad de asociación público-privada (APP), es conveniente reevaluar las alternativas de viabilidad con las que cuenta dicho proyecto y en función de ellas, determinar si la opción del MIG debería ser reconsiderada.

Así, en el presente trabajo de investigación hemos analizado dichas alternativas de viabilidad del proyecto, desde el punto de vista de la oferta y demanda del transporte de gas natural hacia el sur del país, a efectos de determinar justamente si debería reconsiderarse dicho mecanismo. La importancia de dar respuesta a esta pregunta consiste en que este mecanismo puede ser vital y determinante para viabilizar el proyecto en caso la demanda actual no sea suficiente.

Para realizar nuestro trabajo de investigación, hemos utilizado el método mixto, en tanto las mediciones estadísticas han sido determinantes a fin de calcular el número de reservas probadas de gas natural a ser transportadas mediante el GSP, así como las condiciones de oferta y demanda del mercado gasífero. Dichas mediciones han sido utilizadas para un análisis sobre la situación actual del mercado de gas natural a nivel peruano y mundial, toda vez que hemos hecho comparaciones sobre la situación actual hidrocarburífera en otros países, como Estados Unidos, que está determinando el destino de inversiones transnacionales cuya promoción atañe a nuestra investigación.

En cuanto a la hipótesis de la que partimos, inicialmente se consideró que la aplicación del MIG al proyecto GSP no resultaba del todo justificable, en la medida que, si el Estado promueve adecuadamente la demanda para el consumo de gas natural alrededor de dicho proyecto, su financiamiento debería responder principalmente a riesgo del inversionista. Sin embargo, una vez habiendo analizado las mencionadas condiciones de oferta y demanda, determinamos que específicamente en lo referido a la demanda, esta resulta aún insuficiente para garantizar la autosostenibilidad del proyecto.

No obstante, ello, por los motivos que son analizados en el presente trabajo de investigación, el proyecto representa una oportunidad de industrialización para nuestro país, motivo por el cual consideramos que debe ser promovido por parte del Estado.

Por lo tanto, respondiendo a la pregunta de si es justificable, desde el punto de vista microeconómico, la aplicación del MIG al Proyecto “Gasoducto Sur Peruano”, luego de la investigación realizada, consideramos que sí lo es, sin perjuicio de que el Estado debe promover adecuadamente la demanda para el consumo de gas natural alrededor de dicho proyecto.

Índice

Índice de tablas	vii
Índice de gráficos.....	viii
Índice de anexos	ix
Introducción	x
Capítulo I. Marco Teórico	1
1. Economías de escala	1
2. Industrias de redes.....	1
3. Fallas del mercado propias de las industrias de redes	2
4. Funcionamiento del mercado eléctrico.....	3
5. Costos marginales Alcances de la concesión y del proyecto	5
6. Ingreso Mínimo Garantizado	116
Capítulo II Marco general del Gasoducto Sur Peruano	7
1. Mercado de gas natural	7
2. Antecedentes del Gasoducto Sur Peruano (GSP).....	7
3. Alcances de la concesión y del proyecto.....	10
4. Situación actual del proyecto	11
Capítulo III. Metodología	12
Capítulo IV. Viabilidad del proyecto.....	14
1. Análisis de la oferta del gas para el GSP	14
2. Alternativas de demanda de gas natural para el GSP	17
2.1 Nodo energético	17

2.2 Petroquímica	26
2.2.1 Impacto del <i>shale gas</i> en la promoción de proyectos petroquímicos.....	27
2.2.2 Creación de polos petroquímicos	30
2.2.3 Factibilidad de contar con inversiones en el escenario de precios actual	36
2.3 Oportunidades de exportación de energía	39
2.3.1 Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN) de Perú	40
2.3.2 Sistema Interconectado del Norte Grande (SING).....	40
2.3.3 Sistema Interconectado Central (SIC).....	41
2.4 Central Térmica de Quillabamba	46
2.5 Industrias en el Sur.....	48
 Capítulo V. Análisis de necesidad de mecanismos que compensan falta de demanda.....	50
1. Descripción del mecanismo de ingresos garantizados	50
1.1 Oferta del gas natural	53
1.2 Demanda del gas natural	54
1.3 Tarifa	55
2. Financiamiento del proyecto con recursos públicos	62
 Capítulo VI. Planteamiento de Políticas Públicas	64
 Conclusiones y recomendaciones	64
 Bibliografía	73
 Anexos	79
 Notas biográficas	91

Índice de tablas

Tabla 1.	Cantidad de gas natural requerido por el Gasoducto Sur Peruano.....	14
Tabla 2.	Demanda de gas natural en KPCD del nodo energético y de la Reserva Fría Ilo (periodo 2023 a 2028)	19
Tabla 3.	Demanda de gas natural en MMPCD del nodo energético y de la Reserva Fría Ilo (periodo 2023 a 2028)	19
Tabla 4.	Promedio mensual por año de la demanda conjunta del nodo energético y de la Reserva Fría Ilo (periodo 2023 a 2028)	20
Tabla 5.	Demanda de electricidad peruana en el periodo 2017 a 2028	21
Tabla 6.	Potencia instalada y efectiva a mayo 2017 sin GSP	22
Tabla 7.	Potencia instalada y efectiva a mayo de 2017 con ingreso del GSP al 2023..	22
Tabla 8.	Capacidad instalada proyectada durante el 2020 al 2029 en SING (MW) ...	41
Tabla 9.	Demanda pico, capacidad instalada y margen de reserva proyectada en SIC (MW)	42
Tabla 10.	Demanda probable del GSP	54
Tabla 11.	Datos comunes del Gasoducto Sur Peruano	56
Tabla 12.	Escenarios de demanda del Gasoducto Sur Peruano.....	57
Tabla 13.	Tarifa de transporte y VAN en los escenarios de la tabla 12	57
Tabla 14.	Precio supuesto de gas en boca de pozo para el GSP	58

Índice de gráficos

Gráfico 1.	Reservas probadas de gas al año 2016 en BCF	15
Gráfico 2.	Demanda probable de gas de centrales del nodo energético	18
Gráfico 3.	Centrales térmicas del nodo energético y su articulación con los gasoductos	20
Gráfico 4.	Demanda eléctrica sin GSP considerando varias tecnologías (periodo 2017-2028)	23
Gráfico 5.	Demanda de electricidad con GSP en el periodo 2017-2028, considerando varias tecnologías	23
Gráfico 6.	Precio histórico del crudo – WTI.....	28
Gráfico 7.	Evolución del precio spot Henry Hub y de otros marcadores	29
Gráfico 8.	Economías de escala interna	31
Gráfico 9.	Economías de escala externa.....	32
Gráfico 10.	Beneficios de la economía de escala a la producción de etileno	32
Gráfico 11.	Beneficios de la economía de escala a la producción de urea.....	32
Gráfico 12.	Cadena de valor de la industria petroquímica	34
Gráfico 13.	Variación de precios del etano en Estados Unidos y el Reino Unido.....	35

Índice de anexos

Anexo 1.	Estructura del suministro del gas natural en el Perú	80
Anexo 2.	Proyectos planteados mediante Proyecto de Ley N° 1396-2012, en paralelo a la concesión de Kuntur	80
Anexo 3.	Tramos y recorrido del proyecto GSP	81
Anexo 4.	Compromisos establecidos en el contrato de concesión.....	81
Anexo 5.	Proyectos petroquímicos gestados para el Perú en el periodo 2009 – 2014 ..	81
Anexo 6.	Sistema Eléctrico Interconectado Nacional – SEIN.....	82
Anexo 7.	Sistema Interconectado del Norte Grande (SING) y Sistema Interconectado Central (SIC)	82
Anexo 8.	Costo marginal promedio del SING en noviembre 2017	83
Anexo 9.	Costos marginales mensuales del SING de Chile desde 1999 hasta 2017	83
Anexo 10.	Costos marginales, promedios mensuales y anuales para el SEIN, años 2001 a 2016	83
Anexo 11.	Evolución de los costos marginales en Perú, desde el 2001 hasta el 2016	83
Anexo 12.	Costos marginales de Perú comparados con Chile (SIC y SING), Colombia y Brasil, entre los años 2013 y 2015	84
Anexo 13.	Data para elaboración de gráfico 2	85
Anexo 14.	Términos financieros y evaluación de escenarios de demanda del GSP	87

Introducción

El GSP es un proyecto que se ha estado gestando, bajo distintas denominaciones, desde el año 2008, cuando la empresa Kuntur Transportadora de Gas S.A. solicitó la Concesión del Sistema de Transporte de Gas Natural por Ductos de Camisea al Sur del País denominado “Gasoducto Andino del Sur”. Dicho proyecto afrontó diferentes inconvenientes que conllevaron a que dicha empresa concesionaria renunciara a la ejecución del proyecto.

Debido a ello, el Gobierno, con la finalidad de lograr la construcción del GSP, convocó a través de la Agencia de Promoción de la Inversión Privada (Proinversión), la licitación del proyecto denominado Mejoras a la Seguridad Energética del país y desarrollo del Gasoducto Sur Peruano, el cual se adjudicó el 30 de junio de 2014 al Consorcio Gasoducto Sur Peruano. Dentro del diseño del GSP, se incorporó al mecanismo de ingresos garantizados (MIG) como ingreso mínimo garantizado para hacer financierable el proyecto en la medida que aseguraba un ingreso equivalente al consumo de una demanda de transporte de 500 millones de pie cúbicos diarios (MMPCD) de gas. De esta forma, la demanda real se complementaba con este mecanismo que simulaba la diferencia necesaria para alcanzar dichos 500 MMPCD.

Este mecanismo era muy similar a la denominada garantía por red principal que se usó para respaldar la construcción del ducto actual de Transportadora del Perú S.A. (TGP), el cual logró los resultados previstos, no solo porque otorgó respaldo financiero al proyecto, sino también porque en atención a la demanda creciente de gas natural, el cargo desapareció antes de lo estimado.

El pago de estos cargos fue asumido por los todos los usuarios de electricidad del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional, lo cual se justificó en el beneficio a mediano y largo plazo, ya que consumir gas natural en lugar de otros combustibles como el diésel abarataría el precio de la electricidad, esto sumado a que el gas natural era ambientalmente más amigable.

De esta manera, el nuevo concesionario del GSP fue avanzando la construcción; no obstante, en el año 2017 el socio mayoritario del concesionario, la empresa Odebrecht, se vio envuelta en escándalos de corrupción, lo cual conllevó que no lograra efectuar el cierre financiero en la fecha prevista, en tanto las entidades financieras le negaron el respaldo considerando que el contrato previó una cláusula anticorrupción que generaba un riesgo de pérdida de la concesión.

Es en este contexto, que se puso en cuestionamiento nuevamente la necesidad de un proyecto tan grande como en el GSP. Las principales críticas apuntaron hacia el MIG, pues no se consideró idóneo que los usuarios eléctricos financiaran la construcción, asimismo se dudó de la necesidad y de la idoneidad de un mecanismo de este tipo.

Es el escenario antes reseñado el que nos motivó a elaborar una tesis que comprenda una investigación de la oferta y la demanda del proyecto para determinar si el contexto actual nacional e internacional hace viable la promoción de proyectos alrededor del GSP que puedan garantizar una demanda y así dejar de depender de un mecanismo que asegure una demanda ficta, sobre todo cuando dicho cargo estuvo siendo destinado a los usuarios eléctricos.

No obstante, existen factores que deben ser analizados con mayor detalle para identificar, con exactitud, qué tan determinante puede ser este mecanismo para viabilizar el proyecto en caso la demanda sea incierta, teniendo en cuenta que el Gobierno ya ha tomado la decisión política de que el referido proyecto sea licitado a un nuevo concesionario.

De esta manera, teniendo en cuenta que ya se ha tomado la decisión de que el proyecto sea ejecutado, consideramos importante analizar la conveniencia de incluir el MIG en su estructuración. Tal análisis está íntimamente relacionado con la viabilidad del proyecto GSP, tomando en cuenta la situación actual de la oferta y de los distintos proyectos que podrían generar demanda del gas natural a ser transportado por él, siendo este el objetivo del presente trabajo de investigación.

Por lo expuesto, el alcance del presente trabajo es dilucidar la necesidad del MIG, para lo cual evaluaremos la situación de oferta y demanda de la capacidad de transporte del gas natural hacia el sur del país, tomando en cuenta la factibilidad de que se promuevan otros proyectos asociados que generen una mayor demanda, en las condiciones actuales.

Capítulo I: Marco teórico

En este capítulo, se procederá a desarrollar los principales conceptos utilizados en el presente trabajo de investigación para determinar tanto la viabilidad del GSP como la necesidad de que este cuente con la implementación de un Mecanismo de Ingresos Garantizados.

1. Economías de escala

La economía de escala es la propiedad por la cual el costo total promedio a largo plazo disminuye conforme aumenta la cantidad producida (Mankiw, 2012); Mankiw asimismo indica que cuando la curva de costo total promedio de una empresa decrece continuamente, la empresa tiene lo que se conoce como un monopolio natural. En este caso, cuando la producción se divide entre varias empresas, cada una produce menos y el costo total promedio aumenta. Como resultado, una sola empresa puede producir cualquier cantidad al costo más bajo. Como veremos en el presente trabajo de investigación, las economías de escala pueden ser tanto internas (lo cual aplica al propio GSP) como externas (como sucede en el caso de los complejos petroquímicos).

2. Industrias de redes

Conforme a la definición del Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería (OSINERGMIN, 2016), ente regulador del sector energía, las industrias de redes son aquellas que mueven personas, productos o información de un lugar a otro mediante una red física; estas incluyen las redes de transporte (carreteras, ferrocarriles), redes de información (correo electrónico, telefonía) y redes de servicios públicos (electricidad, gas, agua). Las industrias de redes constituyen, usualmente, una facilidad esencial, puesto que representan una infraestructura indispensable para completar el transporte de recursos desde los puntos de producción hacia puntos de consumo.

En la misma línea, De Los Llanos indica que las industrias de red se caracterizan por la utilización de una red de infraestructuras que conecta la oferta de bienes y servicios con los consumidores. Las industrias de red cubren actividades tan diversas como la electricidad, el gas, el agua, el transporte de mercancías y de pasajeros, etc., de gran importancia para el funcionamiento económico en su conjunto. Este tipo de industrias se ha mantenido tradicionalmente al margen de la competencia, lo que se ha debido, principalmente, a que el

coste fijo de la red es muy elevado, por lo que existen importantes economías de escala. Al mismo tiempo, algunas de estas actividades poseen elementos de monopolio natural.

3. Fallas del mercado propias de las industrias de redes

De acuerdo con Bergman (1998) e IDEI (1999), citados por OSINERGMIN, las industrias de redes registran características económicas específicas que justifican la intervención del Gobierno, con el objetivo de contrarrestar las fallas de mercado que derivan en ineficiencias en los sectores caracterizados por la presencia de industrias de redes:

1. Las externalidades de red. Una de las externalidades más comunes son los denominados efectos de club y congestión. En el primer caso, la utilidad del servicio para un cliente depende del número total de clientes suscritos, por tanto, el efecto de club tiene un impacto positivo sobre los usuarios. Por otra parte, el efecto de la congestión genera un impacto negativo al limitar o restringir la utilidad del servicio a consecuencia de la congestión de la red.

Con respecto a las fallas de mercado descritas, los gasoductos (como el GSP) lógicamente presentan externalidades de red. Para efectos del presente trabajo de investigación, los efectos de club previamente comentados se traducen en que los cálculos y estimaciones de tarifa que hemos realizado para los diferentes escenarios descritos del GSP dependen básicamente del consumo total previsto para cada uno de esos escenarios, tal y como se analizará en la sección correspondiente de nuestra investigación.

2. Los servicios de interés general. Las industrias de red a menudo sirven al interés público desde una perspectiva económica y social. Sobre el particular, si bien el gasoducto de transporte de gas natural no califica como un servicio público, sí cumple un interés general pues traslada el referido hidrocarburo hacia las redes de ductos de las empresas distribuidoras, las cuales sí prestan un servicio público; a su vez, cumplen con entregar el gas natural a las generadoras termoeléctricas y demás grandes consumidores de gas.
3. Monopolio natural. La construcción de la infraestructura de red, por lo general, requiere grandes inversiones, mientras que en las actividades downstream tiene costos relativamente reducidos (en comparación al upstream). En otras palabras, existen costos fijos elevados y costos marginales reducidos. De esta forma, la duplicación de la red o algunas partes de la

red es a menudo ineficiente. En estos casos, se considera que la infraestructura es un monopolio natural.

En este orden de ideas, el GSP califica como un monopolio natural, resultando ineficiente para la demanda, la oferta de transporte, o ambos, que la infraestructura se duplique. Ello explica que en su momento Kuntur Transportadora de Gas S.A. haya considerado como una competencia desleal el planteamiento de un proyecto de ley que previó un gasoducto en paralelo hacia el sur del país, siendo esta una de las razones por las que se complicó la ejecución de la concesión primigenia del GSP a cargo de Kuntur, como detallamos en el anexo 2 de nuestro trabajo de investigación, en tanto que ello significaba una indubitable afectación a la demanda proyectada para fines de financiamiento del proyecto.

4. Funcionamiento del mercado eléctrico

Conforme se estudiará en nuestro trabajo de investigación, una de las principales fuentes de demanda del GSP es la generación de energía termoeléctrica. En atención a ello, resulta importante comprender algunas características propias del mercado eléctrico. Conforme indica Okumura (2016), estas son:

- i. La electricidad no puede almacenarse a un costo eficiente. Esto hace que se deba contar con un sistema de potencia capaz de mantener un equilibrio entre lo producido y lo consumido, es decir, producir exactamente lo necesario para cubrir la demanda, en el momento en que ésta se dé. Ello requiere de una estrecha coordinación entre todas las centrales que conforman el parque generador y que están en capacidad de inyectar su energía al sistema eléctrico, así como un sistema de redes de transmisión de alta tensión que sea capaz de transportar la electricidad desde sus puntos de producción hasta los grandes centros de consumo, es decir, hasta los puntos de entrega de los distribuidores y Usuarios Libres.
- ii. La electricidad toma el camino que menos resistencia ofrece. En consecuencia, no se puede identificar al “propietario” de la energía. Lo único determinable para este recurso es la cantidad que se inyecta y retira en el sistema eléctrico. La electricidad viaja casi a la velocidad de la luz, razón por la cual, una vez producida, el consumo de ésta es casi instantáneo: la distancia no es un impedimento.

- iii. Existen diversas tecnologías de producción, que emplean distintas fuentes de energía primaria, con características técnicas y económicas distintas. Ello acarrea la necesidad de organizar la producción eléctrica de tal manera que en conjunto se obtenga el menor costo posible (eficiencia económica). Ahora bien, dadas las propiedades físicas antes mencionadas, es necesario señalar que toda organización del mercado eléctrico requiere, a nivel de generación, ser diseñada de tal manera que procure contar con capacidad instalada suficiente para abastecer la máxima demanda del mercado, más una capacidad de reserva en caso se produzcan eventos que introduzcan variaciones en la oferta o la demanda, como por ejemplo salidas inesperadas de equipos de generación o transmisión.

Asimismo, con la finalidad de posibilitar que las centrales existentes cubran la totalidad de la demanda que se presente, se requiere de un operador o coordinador de la operación independiente; es decir, un agente que coordine la producción de las plantas generadoras –el “despacho”– que sean necesarias para cubrir dicha demanda, y que esta operación se coordine, además, en términos de eficiencia económica. Las diferentes tecnologías existentes en el parque generador peruano determinan una diversidad de costos variables en cada una de ellas.

Estas nociones resultan importantes en el desarrollo de nuestra investigación, toda vez que al momento de detallar las proyecciones de demanda de electricidad, se han analizado las diferentes tecnologías de producción y se ha determinado cuáles de ellas resultan más eficientes en comparación con las demás. A su vez, ello nos ha permitido calcular el consumo del gas natural a ser transportado por el GSP por parte de la generación termoeléctrica, dentro de la cual se ha también considerado a las denominadas centrales de reserva fría, es decir a aquellas que entran en funcionamiento ante eventos que introduzcan variaciones en el mercado eléctrico.

Por otro lado, como menciona Okumura, la electricidad no puede ser almacenada y viaja a casi la velocidad de la luz, razón por la cual la energía generada debe ser consumida de manera instantánea, o, dicho de otra manera, la demanda de energía debe ser abastecida simultáneamente, debiendo existir, en todo momento, un equilibrio constante entre la oferta y la demanda. Este equilibrio se logra gracias a la intervención de un operador independiente que es el Comité de Operación Económica del Sistema Interconectado (COES SINAC), entidad privada sin fines de lucro, conformada por Agentes del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN), cuyas decisiones son de cumplimiento

obligatorio para estos. Tiene como finalidad coordinar la operación de corto, mediano y largo plazo del SEIN al mínimo costo, preservando la seguridad del sistema y el mejor aprovechamiento de los recursos energéticos, y administrar el Mercado de Corto Plazo.

5. Costos marginales

Un costo marginal es el incremento en los costos totales debido al incremento de una unidad de producción. En relación a los costos marginales, un principio importante a tener en cuenta es que «siempre que el costo marginal es menor que el costo total promedio, el costo total promedio disminuye. Cada vez que el costo marginal es mayor que el costo total promedio, el costo total aumenta » (Mankiw, 2012)

En el mercado eléctrico, los costos marginales juegan un rol muy importante, pues conforme indica Sumar Gilt (2010), los consumidores eléctricos quisieran pagar a los productores de energía, el menor precio posible; sin embargo, el menor precio posible no puede ser menor que el costo medio mínimo, pues ello significaría que los productores perderían capital. Para determinada cantidad demandada, lo óptimo sería que la capacidad (y tecnología) de la planta sea tal que el costo medio mínimo se alcance justamente para una producción igual a esa cantidad demandada; si los costos medios son superiores, significa que hay un déficit o un exceso de capacidad.

Si el problema es que la capacidad y tecnología de las plantas no pueden ser modificadas fácilmente, de un día para otro o de un mes para otro, se necesitan dos a tres años para una planta térmica, y cuatro a seis, o incluso más, para una hidroeléctrica.

Entonces, el mercado necesita una señal que anticipe la tendencia de los costos medios. Esta información puede ser provista por los costos marginales precisamente. Según la ley que los rige, los costos marginales son menores que los costos medios en el segmento en que estos disminuyen conforme aumenta la demanda y son mayores en el segmento en que los costos medios aumentan conforme aumenta la demanda; siendo así, Sumar Gilt indica que la idea central es que se espera que el comportamiento de los costos marginales constituya una poderosa señal para que los productores decidan retrasar o precipitar el incremento de las plantas disponibles o modificar la tecnología de las existentes.

Si esto funciona, los consumidores resultarán beneficiados pues si en el corto plazo los consumidores aceptan pagar por la energía un precio igual a su costo marginal, en el largo plazo el parque generador tenderá a modificarse de tal forma que el costo total sea el menor posible.

Pues bien, resulta que desde el inicio de la reforma del sector eléctrico en el año 1993, el precio de la energía en los principales mercados fue establecido como una función de los costos marginales de corto plazo: por un lado, se estableció que el mercado de transferencias entre generadores (también llamado “el mercado del COES” o el “mercado spot” o el “mercado de corto plazo”) se liquidara a costos marginales de corto plazo.

Por otro lado, se estableció que en el mercado de contratos bilaterales para abastecer el servicio público solo podía transarse a “tarifa en barra”, que es un precio regulado que se calcula cada dos años y que debería representar el pronóstico para el largo plazo de los costos marginales de corto plazo.

6. Ingreso mínimo garantizado.

Según el Banco Mundial (2011), cuando los niveles de demanda del proyecto no permiten financiar los costos e inversiones del proyecto, entonces, la infraestructura no es auto sostenible. En este caso, al Estado le resulta atractivo participar en este tipo de proyectos porque son rentables desde el punto de vista social.

En estos escenarios, una alternativa es incluir el denominado ingreso mínimo garantizado, que es un tipo de garantía no financiera que otorga el Estado (generalmente en Asociaciones Público Privadas) a fin de compartir con el concesionario ciertos riesgos, como los riesgos de demanda.

Capítulo II. Marco general del Gasoducto Sur Peruano

1. Mercado de gas natural

El mercado de gas natural está conformado por una cadena de comercialización que se divide en las etapas de exploración y explotación, transporte y distribución, las cuales se explican a continuación:

- Exploración y explotación: Se efectúa bajo las modalidades contractuales de un contrato de licencia o de servicios, los cuales son suscritos por empresas dedicadas a la exploración y explotación de hidrocarburos con Perupetro S.A., representante del Estado peruano. Para efectos de nuestro trabajo de investigación, si bien el gas a ser transportado por el GSP a la zona sur del país podría provenir de cualquiera de los lotes de producción, se estimará que provenga de Camisea.
- Transporte: Comprende el traslado de gas natural por red de ductos. Es una actividad regulada, caracterizada por contar con un régimen de *‘open access’*, el cual consiste en permitir la conexión de cualquier usuario de gas a su red, en la medida que sea técnica y económicamente factible.
- Distribución: Se presta dentro de un mercado exclusivo en una zona determinada (área de concesión), en la cual solo el concesionario puede atender a los usuarios o clientes regulados que se encuentren dentro de dicha área.

Tanto el transporte como la distribución son actividades reguladas en atención a sus características de monopolio natural, que se caracteriza por tener barreras naturales a la entrada, en tanto se cuentan con economías de escala que permiten a una empresa proveer un bien o servicio al mercado completo al costo más bajo posible. En el anexo 1, se puede apreciar la interacción de cada una de las etapas previamente descritas.

2. Antecedentes del Gasoducto Sur Peruano (GSP)

El 26 de setiembre de 2008 se otorgó a la empresa Kuntur Transportadora de Gas S.A. (Kuntur), la Concesión del Sistema de Transporte de Gas Natural por Ductos de Camisea al Sur del País “Gasoducto Andino del Sur”, concesión otorgada por solicitud de parte. El 6 de octubre de 2008, se suscribió el contrato de concesión.

El proyecto comprendía el diseño, construcción y operación de un gasoducto de 30” de diámetro que iniciaría en Malvinas, distrito de Echarate, provincia de La Convención, departamento de Cusco, hacia las ciudades de Quillabamba, Cusco, Juliaca, Arequipa, Matarani e Ilo. El sistema de transporte se iniciaría en la zona de Camisea (Cusco) y atravesaría los departamentos de Puno, Arequipa y Moquegua y comprendía una inversión estimada de US\$ 2.500 millones, según el estudio de impacto ambiental (EIA).

El proyecto no logró ser ejecutado conforme a los plazos previstos, pese a que el Gobierno les otorgó las facilidades necesarias; por ejemplo, suspendió la vigencia del contrato de concesión que indicaba que el cronograma de ejecución de obras debía culminarse a los 39 meses posteriores a la aprobación del EIA. Algunas de las causas que complicaron el proyecto fueron las siguientes:

- **La variación del presupuesto:** Cuando Kuntur solicitó la concesión en marzo de 2008 indicó que el monto de la construcción del gasoducto iba a ser de US\$ 1.330 millones¹; sin embargo, para el año 2012, según el concesionario, los costos de la construcción del gasoducto se habrían incrementado en más de 300% respecto del monto de inversión estimado al inicio de la concesión, ello conforme a lo indicado en el *Primer reporte de análisis económico sectorial sector gas natural*, elaborado en el año 2012, por la Oficina de Estudios Económicos del Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería (Osinergmin).
- **Inconvenientes en la estructuración del proyecto:** El Estado peruano promulgó el 22 de diciembre de 2011 la Ley N° 29817, que declaró de necesidad pública e interés nacional la construcción y operación del Sistema de Transporte de Hidrocarburos y la creación de un polo industrial petroquímico, con fines de seguridad energética nacional y promover el desarrollo del sur del país, beneficiar a la población de dicha zona y acrecentar la seguridad energética mediante la masificación del gas natural.

Sin embargo, a pesar de los esfuerzos legislativos, en el año 2012, el Proyecto del Gasoducto Andino del Sur presentaba inconvenientes para su desarrollo, como la definición del costo final del proyecto; la falta de certificación de las reservas de los lotes 57 y 58, pues el proyecto concebido requería de 4 trillones de pies cúbicos (TCF); a lo cual se le sumó la falta de demanda garantizada que permitiese el apalancamiento financiero del proyecto.

¹ Monto corroborado en el Contrato de Inversión firmado en el año 2010 con el Estado representado por el Minem.

Sobre el particular, cabe precisar que la estructura del proyecto de Kuntur no previó ningún tipo de subsidio por parte del Estado, sea mediante una garantía por red principal como la que tuvo el gasoducto de TGP o algún otro mecanismo de ingreso garantizado. Recordemos, además, que no se trataba de una asociación público-privada (APP), por lo que no se consideró ningún cofinanciamiento por parte del Estado, sino que fue una concesión otorgada a solicitud de parte, en la que se ofreció una inversión comprometida, compromiso que se reflejó en la cláusula 2.2 del contrato, según la cual Kuntur asumió la concesión y las obligaciones del contrato a su propio riesgo técnico, económico y financiero.

Estas fueron las razones por las cuales el proyecto no pudo ser ejecutado con la celeridad que se requería, por lo que se buscó una fórmula con la cual el Estado participara hasta con el 20% de las acciones en el proyecto a través de Petroperu S.A., tendiendo la posibilidad de un crédito puente para financiar el proyecto, el cual tampoco llegó a materializarse.

- **Proyectos en paralelo:** Conforme indicamos previamente, el contrato indicaba que el cronograma de ejecución de obras debía culminarse a los 39 meses posteriores a la aprobación del EIA, considerando que la aprobación del EIA se efectuó el 7 de junio del 2011, la construcción debió concluir en setiembre del 2014. Fue en este contexto que el Ministerio de Energía y Minas (Minem) tomó la decisión de suspender el contrato el 03 de abril de 2012 por un año, plazo que, sin embargo, también venció.

Ante esta situación, el Gobierno del presidente Ollanta Humala, a fin de poder cumplir con los compromisos ofrecidos a las regiones del sur del país en cuanto a llevar gas, industrializar dichas regiones y fortalecer la seguridad energética, planteó tres proyectos desarticulados para cumplir tales compromisos. Dichos proyectos se plantearon mediante el proyecto de Ley N° 1396-2012. En el anexo 2, detallamos en qué consistieron los referidos proyectos y los motivos por los cuales Kuntur consideró que representaban una competencia desleal para su concesión.

Dados estos antecedentes y ante la renuncia de Kuntur² a la concesión, en diciembre del año 2012, el Ministerio de Energía y Minas (Minem) solicitó a Proinversión incorporar, al proceso de promoción de la inversión privada, el proyecto Mejoras a la Seguridad Energética del País y

² La renuncia de Kuntur fue aceptada mediante Resolución Suprema N° 079-2014-EM, publicada el 5 de noviembre de 2014.

Desarrollo del Gasoducto Sur Peruano, el cual fue adjudicado al Consorcio Gasoducto Sur Peruano el día 30 de junio de 2014.

3. Alcances de la concesión y del proyecto

Se previó que con este proyecto se transportaría gas natural desde Las Malvinas (Echarate), Quillabamba y Urcos en el Cusco, cruzando los Andes, hasta la costa en Arequipa al suroeste, siendo Apurímac, Arequipa, Moquegua y Tacna las regiones que se beneficiarían con este proyecto que se ejecutaría mediante un total de 1.000 km. de recorrido de ductos. Como se puede apreciar del anexo 3, este proyecto estaba compuesto por los siguientes tramos:

- **Tramo B. Reforzamiento del sistema de transporte existente de gas natural y de líquidos de gas natural:** Partiría de la Planta de Separación Malvinas en Cusco y llegaría al punto de derivación del gasoducto hacia el sur.
- **Tramos A1 y A2:** Integrarían la extensión del sistema de transporte de gas natural.
 - El Tramo A1 llegaría hasta el distrito de Urcos y tendría dos gasoductos secundarios a la central térmica de Quillabamba y a la provincia de Anta en Cusco.
 - El Tramo A2 iría desde Urcos hasta las centrales térmicas de Mollendo (Arequipa) e Ilo (Moquegua) que conformaría el nodo energético adjudicado en noviembre de 2013.

Se había previsto que el gasoducto comprendería dos sistemas de transporte:

- Gasoducto y poliducto de la Planta Separación Malvinas al Punto de Conexión (PC), ubicado en el sistema de transporte existente y de este punto a la Planta de Compresión Chiquintirca. En esta última sección, el concesionario está obligado a realizar únicamente el estudio denominado “FEED146” y el estudio de impacto ambiental.
- Gasoducto desde el PC hasta la Costa Sur del país, que contemplaría la sección 1 (gasoducto desde el PC a Urcos) y sección 2 (gasoducto Urcos- Mollendo - Ilo).

El GSP alcanzaría una altura cercana a los 5.000 m.s.n.m y contemplaría la realización de estudios de ingeniería para el futuro tramo C y los futuros gasoductos regionales hacia Cusco, Abancay, Puno, Moquegua y Tacna. En el anexo 4, se muestran las actividades que se realizarían en el proyecto, conforme a los compromisos establecidos en el contrato.

El proyecto había previsto un costo US\$ 7.328 millones e incluiría servicios especializados de diseño, financiamiento, construcción, operación y mantenimiento del gasoducto a cargo del

concesionario durante 34 años. El gas sería utilizado en las centrales térmicas de Mollendo, Ilo, Quillabamba, entre otras industrias. Se calculó que la construcción del GSP tendría un impacto positivo en la economía del país, sobre todo en la región sur, ya que contribuiría a que el Perú aumente su crecimiento en términos de producto bruto interno en 0,7% anual, según se indica en la página web del concesionario (Gasoducto Sur Peruano s.f.).

4. Situación actual del proyecto

El 23 de enero de 2017 venció el plazo contractual con el que contaba la empresa concesionaria Gasoducto Sur Peruano S.A. para acreditar al Minem la obtención de la totalidad de recursos financieros (cierre financiero) para solventar la construcción del GSP. Dado que llegó dicha fecha y el concesionario no logró el cierre financiero, el Estado declaró la terminación de la concesión. Conforme al último reporte de avance (Gasoducto Sur Peruano 2017), se cuenta con un 37,60% de avance general y 10,7% de avance en la construcción y montaje del sistema de ductos.

De otro lado, a inicios del 2017, el Gobierno eliminó el MIG, el cual es objeto de nuestra investigación, puesto que fue considerablemente criticado debido a que las tarifas de energía eléctrica se encarecieron por la aplicación de este cargo. Al respecto, de acuerdo con cifras del Instituto Nacional de Estadística e Informática (INEI), en el año 2015, las tarifas eléctricas para los usuarios regulados se incrementaron en 19%.

Actualmente, ya se le encargó formalmente a Proinversión la incorporación del proyecto Sistema Integrado de Transporte de Gas Zona Sur del País (nueva denominación del GSP) al proceso de promoción de la inversión privada, bajo la modalidad de APP. Para dirigir el nuevo proceso de concesión, el 21 de mayo de 2017 el Consejo Directivo de Proinversión creó un comité que evaluará los avances del Gasoducto Sur Peruano (Revista Rumbo Minero 2017).

Por lo expuesto, en un escenario en el que, de acuerdo con la Sociedad Nacional de Minería, Petróleo y Energía, existe una sobre oferta de generación eléctrica del 40%, puede resultar cuestionable que las tarifas eléctricas sigan subiendo para aquellos usuarios que pertenecen al mercado regulado (Klauer D'Acunha 2016). Conforme al análisis previo, considerando que el proyecto ya está bajo la competencia de Proinversión para ser nuevamente relicitado, es necesario proceder a analizar su viabilidad, cuáles serían las acciones por tomar por parte del Estado para garantizar dicha viabilidad y si es que estas deberían incluir o no al MIG.

Capítulo III. Metodología

Los métodos empleados en el trabajo de investigación son los siguientes:

- **Cuantitativo:** Bajo la perspectiva cuantitativa, se recolectan datos con el objeto de que sean medidos en la investigación; por ejemplo, recurriendo a estadísticas. Los estudios de corte cuantitativo pretenden la explicación de una realidad social vista desde una perspectiva externa y objetiva y tienen la intención de buscar la exactitud de mediciones o indicadores sociales con el fin de generalizar sus resultados.
- **Cualitativo:** Conforme al método cualitativo, se estudia la realidad en su contexto natural, a fin de interpretar y realizar deducciones para obtener resultados.
- **Mixto:** Complementa los métodos cuantitativos y cualitativos a fin de que la inducción sea una herramienta en la investigación sobre la base de elementos medibles o estadísticos.

En el presente trabajo de investigación hemos utilizado el método mixto, en tanto las mediciones estadísticas han sido vitales para calcular el número de reservas probadas de gas natural a ser transportadas mediante el GSP, así como las condiciones de oferta y demanda del mercado gasífero. Dichas mediciones han sido utilizadas para un análisis sobre la situación actual del mercado de gas natural a nivel peruano y mundial, toda vez que hemos realizado comparaciones sobre la situación actual hidrocarburífera en otros países, como Estados Unidos, que está determinando el destino de inversiones trasnacionales, cuya promoción atañe a nuestra investigación.

Efectivamente, se han recogido estadísticas oficiales sobre las reservas de gas natural que existen en los lotes de producción, marcadores internacionales del precio del gas; y, desde el punto de vista del método cualitativo, hemos analizado cómo tales marcadores han influenciado en las inversiones privadas en el Perú y cómo han determinado que tales inversiones se destinen hacia otros países en los que existen métodos que resultan más económicos en cuanto a la explotación del gas natural, lo que a su vez condiciona toda la cadena de producción de este recurso natural.

De otro lado, ante la necesidad de saber cuándo sería oportuna la entrada del GSP en atención a la demanda eléctrica, hemos analizado estadísticas del Comité de Operaciones del Sistema Interconectado Nacional (COES-Sinac) referidas al crecimiento de la demanda y a la oferta de generación del periodo actual al año 2028, sobre la base de las cuales hemos planteado

supuestos; por ejemplo, considerar la entrada del GSP al 2023, teniendo en cuenta una fecha estimada del otorgamiento de la buena pro.

Para proyectar estos escenarios de demanda, se ha usado el modelo SDDP (Stochastic Dual Dynamic Programming – Versión 14.0.4), usado por el COES-Sinac, el cual es un modelo de despacho hidrotérmico estocástico con representación de la red de transmisión para estudios de largo, mediano y corto plazo. El modelo calcula la política de operación de mínimo costo de un sistema hidrotérmico tomando en cuenta los siguientes aspectos:

- Detalles operativos de las centrales hidroeléctricas (balance hídrico, límites de almacenamiento y límites en los caudales turbinados, vertidos, filtrados, etc.).
- Modelo detallado de las centrales térmicas (*unit commitment*, contratos *take or pay*, contratos de combustible, curvas de eficiencia, restricciones de combustible, térmicas multi-combustible, etc.).
- Incertidumbre hidrológica: Se pueden utilizar modelos estocásticos de caudales que representan las características del sistema hidrológico.
- Red de transmisión detallada: Análisis de flujos de potencia en corriente continua, límites en los flujos de potencia, cálculo de pérdidas, restricciones de seguridad.
- Demanda de energía por bloque y por barras en etapas mensuales y semanales para estudios de largo y mediano plazo.

Asimismo, para analizar la demanda del nodo energético, hemos tomado las estadísticas de generación de centrales similares a fin de simular el crecimiento de la demanda de dichas centrales, y poder así evaluar los periodos del 2023 al 2028.

Con los métodos antes detallados y con data actual, hemos previsto los valores de las posibles demandas de los distintos proyectos alrededor del GSP y, de este modo hemos planteado distintos escenarios para calcular las probables tarifas del proyecto y calcular su respectivo VAN financiero para evaluar su viabilidad económica.

Habiendo recurrido al método mixto en nuestra investigación, nuestra hipótesis inicial cambió radicalmente, en tanto que nuestras conclusiones iniciales dejaron de ser meramente inductivas para pasar a estudiar detenidamente las estadísticas sobre el mercado actual del gas natural, lo que se complementó con el método cualitativo, conforme detallamos en el análisis expuesto en los siguientes capítulos.

Capítulo IV. Viabilidad del proyecto

1. Análisis de la oferta del gas para el GSP

Desde el punto de vista de la oferta, es necesario contar con una cantidad mínima de gas natural para que esta sea transportada por el GSP, de tal manera que el proyecto sea viable pues si la cantidad de gas natural ofertado por los productores resulta insuficiente, no se podrá justificar la construcción de un proyecto de gran envergadura. Por tal motivo, corresponde analizar las reservas actuales del gas natural para determinar si, desde el punto de vista de la oferta, será factible contar con una cantidad a ser transportada que justifique esta inversión.

Sobre el particular, estimamos que con 5,48 trillones de pies cúbicos (TCF)³ el gasoducto estaría operando bajo condiciones económicamente viables durante los 30 años de concesión (sin considerar el periodo de construcción), teniendo en cuenta que el anterior contrato de concesión (GSP) garantizó una capacidad de 500 MMPCD, conforme detallamos en la tabla 1.

Tabla 1. Cantidad de gas natural requerido por el Gasoducto Sur Peruano

500 MMPCD (capacidad garantizada de acuerdo con el contrato de concesión)		x
365 (días del año)	x	
30 (años de la concesión)	=	5,48 TCF

Fuente: Elaboración propia, 2017.

Hasta hace algunos años eran inciertas las reservas de gas natural que se podrían destinar a este proyecto; específicamente, hasta el año 2009, solamente había reservas probadas de gas natural de 11,2 TPC, cantidad que era considerada como la actual cuota mínima del potencial gasífero económicamente viable de Camisea (Vera Tudela 2010). Al respecto, considerando que las reservas de Camisea también abastecen al ducto de TGP, se destinan a la exportación y a otros consumos, tal cantidad de reservas probadas no garantizaba la viabilidad del proyecto que, a esa fecha, ya se encontraba adjudicado a Kuntur.

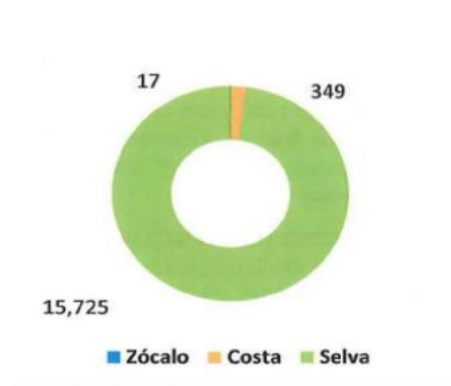
Desde aquel entonces la viabilidad del GSP, desde el punto de vista de la oferta del gas natural, fue incierta durante varios años; por ejemplo, al 2013 las reservas probables y posibles de gas natural alcanzaron los 90,2 TPC, de las cuales solo 15 eran reservas probadas, según el *Libro de*

³ Cabe indicar que en el presente trabajo de investigación para referirnos a los trillones de pies cúbicos utilizaremos bien sus siglas en español TPC o bien sus siglas en inglés TCF (*trillion cubic feet*).

reservas de la Dirección General de Hidrocarburos (DGH). Este es uno de los motivos por los cuales el GSP era considerado por muchos como un “elefante blanco”.

Por tal motivo, es necesario analizar las reservas de gas natural que a la fecha están comprobadas a efectos de determinar la viabilidad del proyecto. Según la última información publicada en el *Libro de reservas* por el Minem, al año 2016 las reservas probadas de gas natural se han estimado en 16.091 BCF⁴ (16,09 TCF), las cuales, comparadas con el 2015, aumentaron en 2.005 BCF (2 TCF).

Gráfico 1. Reservas probadas de gas al año 2016 en BCF



Fuente: Ministerio de Energía y Minas, 2016.

Agrega el *Libro de reservas* que las reservas probadas de gas a diciembre de 2016 aumentaron en un 14% en comparación con las del 2015, lo que en parte se debe a la reestimación de volúmenes en base al ajuste en el modelo de simulación del campo Cashiriari en el Lote 88. Dicho ello, a continuación, procedemos a analizar las reservas que cada lote de producción podría aportar al GSP:

- Lotes 88 y 56 – Proyecto Camisea: En relación con los lotes del proyecto Camisea, específicamente al Lote 88, es pertinente precisar que, en atención al Decreto Supremo N° 068-2009-EM y a la modificación del numeral 5.11 de la Cláusula Quinta del Contrato, se estableció la libre disponibilidad de los hidrocarburos del Lote 88, así como la obligación del contratista de abastecer la demanda de gas natural del mercado interno, sujeto a lo dispuesto por las normas legales vigentes. Dicho Decreto Supremo en su artículo 1°

⁴ BCF por sus siglas en inglés: Billion Cubic Feet, en español billones de pies cúbicos. Es preciso indicar que 1 TCF equivale 10³ BCF, donde TCF es Trillion Cubic Feet, conocido en español como Trillones de Pies Cúbicos (TPC).

estableció la obligación del contratista de abastecer la demanda de la zona sur del país con un volumen de reservas no menor a un trillón de pies cúbicos de gas natural.

- Lote 58 - China National Petroleum Company (CNPC): En noviembre de 2016, CNPC confirmó que sus reservas de gas natural ascendían a 3,9 TCF. Actualmente, el Lote 58 ya ha pasado a la fase de explotación comercial, por lo que está en capacidad de suministrar de gas natural al GSP y ha presentado a Perupetro S.A. un plan inicial de desarrollo.
- Lote 57 – Repsol: Conforme al *Libro de reservas* de la DGH, al año 2016, el Lote 57 tiene reservas probadas ascendentes a 1.650,5 BCF, es decir, 1,7 TCF.

Por lo expuesto, concluimos que existe un total de poco más 6 TCF, tomando en cuenta lo reservado por los lotes de Camisea para el sur, sumado a lo descubierto por CNPC y a las reservas probadas del Lote 57; tales reservas podrían destinarse al proyecto materia de análisis.

Conforme analizaremos más adelante, mientras que en el caso del Lote 88 se tiene la cantidad antes indicada que se ha reservado para el mercado interno, estimamos que en el caso del Lote 58 existen probabilidades de que la empresa CNPC esté interesada en destinar sus reservas al proyecto que es objeto de nuestra investigación. Al respecto, en el último *Libro de reservas*, la DGH ha indicado que el Estado está impulsando el nuevo proyecto de transporte de gas natural a la zona sur del país, denominado Sistema Integrado de Transporte de Gas Natural – Zona Sur del país, a fin de aprovechar las reservas de gas natural existentes en los lotes de la selva, lo que incluye al Lote 58 (Ministerio de Energía y Minas 2016).

Al respecto, el presidente de Perupetro declaró, sobre las reservas encontradas en el Lote 58, lo siguiente: «[...]una de las principales falencias del fallido Gasoducto Sur Peruano, puede ahora superarse. En efecto, no se contaba con las reservas para suficientes para transportar gas hacia el sur. En verdad, el GSP contaba con 400 millones de pies cúbicos diarios del Lote 88, pero ciertamente es una cantidad pequeña e insuficiente. Este argumento también apareció en un informe de la Contraloría hace dos años (sic)» (La República 2017).

Sobre el particular, consideramos que si bien el precio del gas natural del Lote 58 no igualará al del Lote 88 (precio regulado), estimamos que será competitivo. Sustentamos dicha afirmación en que el precio del gas natural en el Perú tiene un tope máximo producto del régimen de precios contenido en el contrato del Lote 88 y de la introducción al mercado internacional del *shale* gas, que ha propiciado la significativa disminución del marcador internacional Henry Hub, conforme analizaremos a detalle en el acápite correspondiente a la industria petroquímica.

De esta forma, es posible concluir que existe suficiente oferta de gas natural para el GSP, por lo que resulta necesario proceder a analizar los precios implícitos a la oferta, previamente analizada.

Habiendo entonces concluido que existe suficiente oferta para suministrar con gas natural, medianamente competitivo al GSP, procederemos a continuación a analizar las diferentes fuentes demanda, a fin de determinar si esta es suficiente para hacer viable el proyecto.

2. Alternativas de demanda de gas natural para el GSP

2.1 Nodo energético

El Nodo Energético del Sur es un proyecto compuesto por dos plantas termoeléctricas de 500 MW a ciclo simple y con turbinas duales, lo que significa que van a funcionar con dos tipos de combustibles que son el diésel y el gas natural. Estas plantas están operando en una primera etapa con el diésel y en una segunda etapa van a operar con el gas natural proveniente del GSP cuando esté disponible. Ambas plantas, que fueron adjudicadas el 29 de noviembre de 2013 a la empresa Samay I y Enersur, respectivamente, están ubicadas en Mollendo (Arequipa) e Ilo (Moquegua) dada su cercanía a las terminales de combustible. Ambas significan una inversión aproximada de US\$ 390 millones y US\$ 432 millones cada una.

El 22 de octubre de 2016 entró en operación comercial la Central Nodo Energético Planta Ilo (Moquegua) de propiedad de Engie Energía Perú (antes Enersur), luego de recibir la autorización del Comité de Operación Económica del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (COES). En este contexto, el nodo energético sumará una capacidad de 1.000 MW.

Si bien de acuerdo con la web de Proinversión, este proyecto garantizaría en un 70% la demanda del gas del GSP, según la información obtenida para la elaboración del presente trabajo de investigación, hemos identificado que el consumo de nodo energético sería de 240 MMPCD⁵, operando estas centrales a su máxima capacidad, lo cual significa un porcentaje de 48%⁶ de la capacidad mínima para hacer viable el GSP. Sobre el particular, conforme hemos

⁵ Esto en atención a la demanda de gas natural de las centrales ubicadas en Chilca, hemos tomado el caso de Kallpa como ejemplo ya que las turbinas son similares. Siendo así, el consumo del nodo energético sería de aproximadamente 240 MMPCD en el supuesto que inyecten al SEIN 1000 MW.

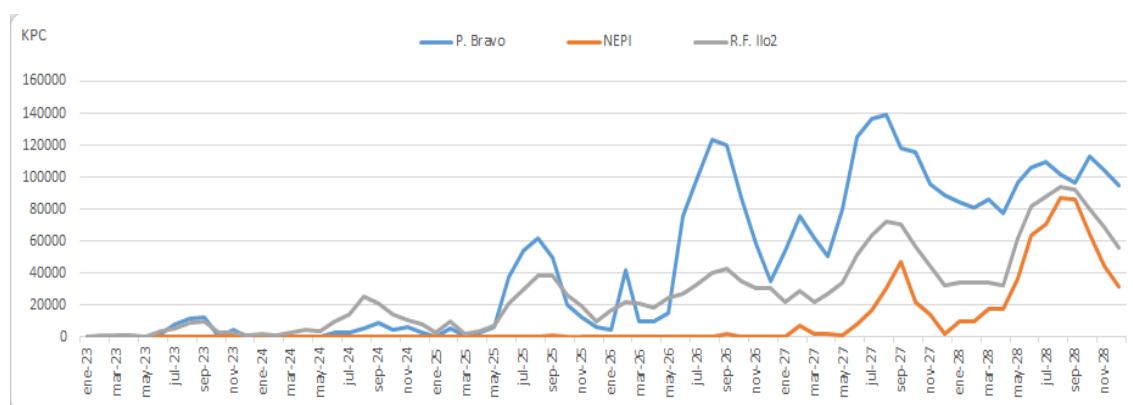
⁶ Si bien en la web de Proinversión no se ha detallado por qué se ha considerado que el nodo energético tendría el 70% de demanda de gas natural a transportarse por el GSP, creemos que esto se puede deber a que los 1000 MW no

explicado anteriormente, consideramos que la demanda mínima sería 500 MMPCD, en concordancia con el contrato de concesión del GSP que quedó cancelado.

En otras palabras, aun asumiendo que estas generadoras operen al 100% de su capacidad, consumirían el 48% de la capacidad mínima del GSP. No obstante, al tratarse de generadoras eléctricas, no se debe perder de vista que esta demanda no es fija sino más bien variable, ya que depende del despacho ordenado por el COES y de la demanda de electricidad del sistema.

En ese sentido, en el gráfico 2, se muestra la probable demanda en KPC (kilo pies cúbicos día) o KPCD (kilo pies cúbicos día) de las centrales térmicas del nodo energético (Puerto Bravo y NEPI) y de la Central Térmica de Reserva Fría Ilo 2⁷, entre los periodos 2023⁸ al 2028. Es pertinente, precisar que estos pronósticos de demanda se han obtenido modelando con data de centrales similares como las de Kallpa y la Central de Santo Domingo de los Olleros, ubicadas en Chilca.

Gráfico 2. Demanda probable de gas de centrales del nodo energético



Fuente: Elaboración propia, 2017.

En el gráfico precedente, se puede observar que la demanda de gas natural de las tres centrales antes mencionadas es creciente entre los periodos 2023 (entrada del GSP) y el 2028, teniendo puntos máximos y mínimos en atención a la estacionalidad (periodos de estiaje y avenida). Para resumir estos resultados, tenemos la tabla 2, donde se muestra la demanda mensual máxima, mínima y promedio en el referido periodo, lo cual se presenta en KPCD.

son la capacidad máxima de las centrales, por lo que el alto porcentaje y la diferencia de 22% se puede deber a este factor.

⁷ Se ha considerado en el análisis a esta central térmica, en la medida que cuando el GSP entre en operación comercial, la central consumiría gas natural, por lo que sería una demanda más del GSP.

⁸ Como se verá en las líneas siguientes, se ha considerado este año como inicio de operación del GSP.

Tabla 2. Demanda de gas natural en KPCD del nodo energético y de la Reserva Fría Ilo (periodo 2023 a 2028)

TIPOS DE DEMANDA MENSUAL	Puerto Bravo	NEPI	RF Ilo	Puerto Bravo + NEPI + RF Ilo
Demanda máxima (KPCD)	139.170,62	86.992,99	94.439,43	283.027,04
Demanda mínima (KPCD)	0,00	0,00	79,39	79,39
Demanda promedio (KPCD)	45.985,85	9.730,73	27.763,70	83.480,29

Fuente: Elaboración propia, 2017.

Estos mismos resultados se muestran en la tabla 3, solo que en ella se ha hecho su conversión a MMPCD, por lo que se puede apreciar que la central de Puerto Bravo es la que presentaría mayor demanda máxima mensual seguidas por la Reserva Fría de Ilo (la cual consumirá gas natural del GSP) y la denominada NEPI (Nodo Energético Planta Ilo). Asimismo, se observan sus demandas mínimas, como las promedio.

Del mismo modo, resulta relevante apreciar la demanda acumulada de estas tres centrales, ya que las tres consumirían gas del GSP. Siendo así, se aprecia que la demanda mensual máxima en el periodo analizado sería de aproximadamente 283 MMPCD, y que la demanda mensual promedio de las tres juntas sería de aproximadamente 83 MMPCD, esto en el mismo periodo 2023 al 2028.

Tabla 3. Demanda de gas natural en MMPCD del nodo energético y de la Reserva Fría Ilo (periodo 2023 a 2028)

TIPOS DE DEMANDA MENSUAL	Puerto Bravo	NEPI	RF Ilo	Puerto Bravo + NEPI + RF Ilo
Demanda máxima (MMPCD)	139,17	86,99	94,44	283,03
Demanda mínima (MMPCD)	0,00	0,00	0,08	0,08
Demanda promedio (MMPCD)	45,99	9,73	27,76	83,48

Fuente: Elaboración propia, 2017.

No obstante, lo apreciado es pertinente mostrar la tabla 4, en la cual se aprecian las demandas de gas natural promedios mensuales por año de estas tres centrales juntas. Se observa que el promedio mensual se eleva conforme avanzan los años, por lo que, según este pronóstico, las demandas acumuladas promedio de las tres centrales en conjunto serían de aproximadamente 152 y 204 MMPCD, en los años 2027 y 2028, respectivamente. Tomando en cuenta lo antes mencionado, para efectos de hacer cálculos de la probable demanda del GSP, se asumirá que la demanda del nodo energético será la sumatoria de las que tengan estas tres centrales, ya que todas ellas consumirán gas natural. Asimismo, teniendo en cuenta que la demanda promedio

mensual es de 83 MMPCD entre los años 2023 y 2028 y que en el 2028 la demanda será poco más de 200 MMPCD, asumimos que el nodo consumirá 100 MMPC (valor intermedio entre 83 y 200 MMPCD) para efectos de nuestros cálculos.

Tabla 4. Promedio mensual por año de la demanda conjunta del nodo energético y de la Reserva Fría Ilo (periodo 2023 a 2028)

Años	Promedio mensual (KPC)	Promedio mensual (MMPC)
2023	6.616,11	6,62
2024	12.738,81	12,74
2025	39.343,73	39, 34
2026	85.720,31	85,72
2027	152.095,31	152,10
2028	204.367,46	204,37

Fuente: Elaboración propia, 2017.

El objetivo del Nodo Energético del Sur es brindar seguridad energética al sur del país, además de ser el primer paso para generar demanda de gas natural y viabilizar el futuro proyecto GSP. El nodo creará otro núcleo de generación eléctrica en el sur del país, lo que permitirá atender en los próximos años una demanda creciente en esta región, desconcentrando la capacidad de generación eléctrica de la costa central, y manteniendo una reserva de generación del 30%.

Gráfico 3. Centrales térmicas del nodo energético y su articulación con los gasoductos



Fuente: Proinversión, 2013.

El contrato de concesión del nodo energético estipula que cuando opere el GSP, las centrales térmicas trabajarán con gas natural. Dichas centrales en el momento actúan como reserva fría y tienen un pago fijo por potencia firme, por lo que cuentan con pocos incentivos para interesarse en la entrada del GSP y consecuentemente cumplir con su conversión a gas natural. Entonces, en el supuesto que el GSP no se haga viable, estas centrales seguirán consumiendo diésel y dado que solo operan como reserva fría, sus costos operativos serán mínimos.

Sin embargo, tal panorama podría ser desalentador en términos macroeconómicos, en la medida que se proyecta que la demanda de electricidad va a crecer y en ese supuesto, esas centrales sí entrarían a operar. En ese escenario, los costos de operar esas plantas a diésel serían elevados (utilización de dicho insumo, en ausencia del GSP), lo que elevaría el precio del costo marginal.

Con la finalidad de poder evaluar escenarios de demanda de electricidad en el país y determinar cómo se comporta esta sin GSP y con la entrada del gasoducto en el año 2023⁹, en la tabla 5 se muestra una proyección de demanda eléctrica medida en MW, la cual es parte del Informe COES/DP-01-2017, “Informe de Diagnóstico de las Condiciones Operativas del SEIN 2019 - 2028” que es el Anexo C1 del Plan de Transmisión 2019-2028 que figura en la página web del COES¹⁰ (COES-Sinac 2017).

Tabla 5. Demanda de electricidad peruana en el periodo 2017 a 2028

	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028
Muy pesimista	6.741	7.061	7.371	7.706	8.035	8.297	8.534	8.762	8.972	9.151	9.313	9.483
Pesimista	6.805	7.172	7.528	7.910	8.287	8.600	8.887	9.169	9.441	9.689	9.920	10.169
Base	6.950	7.432	7.930	8.515	8.995	9.455	9.798	10.137	10.485	10.814	11.150	11.506
Optimista	7.143	7.680	8.281	9.006	9.556	10.088	10.540	10.956	11.415	11.875	12.343	12.844
Muy optimista	7.209	7.788	8.437	9.216	9.827	10.428	10.955	11.455	12.013	12.582	13.172	13.811

Fuente: COES-Sinac, 2017.

Ahora bien, a efectos de evaluar las alternativas para atender la demanda hasta el año 2028, según se ha proyectado en la tabla 5, procederemos a considerar dos escenarios hipotéticos: uno en el cual el GSP entre a operar en el 2023 y otro en el cual el proyecto no llegue a su puesta en operación comercial.

Asimismo, debemos tomar en cuenta que se ha tomado la data del cuadro de potencia instalada y efectiva a mayo 2017 del COES-Sinac, para tener una proyección de potencia de generación instalada en las distintas tecnologías hasta el año 2028. Las tablas 6 y 7 muestran la proyección de potencia instalada con GSP y sin GSP, respectivamente.

⁹ Cabe precisar que estamos considerando que el GSP operará en el año 2023 puesto que, conforme se ha indicado previamente, la licitación se daría a fines del 2018 o en el año 2019 (según la información más reciente de acuerdo con lo declarado por el Gobierno a la fecha de entrega del presente trabajo de investigación), fecha a partir de la cual el nuevo concesionario continuaría la construcción del gasoducto, lo cual le tomaría tres o cuatro años ya que el anterior concesionario dejó un avance de solamente el 10%.

¹⁰ Para este pronóstico de demanda, se toma en cuenta variables como ventas de energía, el producto bruto interno del país, la población y las tarifas en barra de electricidad.

Tabla 6. Potencia instalada y efectiva a mayo 2017 sin GSP

	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028
Generación Hidro	4.658,79	4.742,79	4.742,79	4.742,79	4.742,79	4.742,79	4.742,79	4.742,79	4.742,79	4.742,79	4.742,79	4.742,79
Generación RER	674,81	968,67	1.166,98	1.166,98	1.166,98	1.166,98	1.166,98	1.166,98	1.166,98	1.166,98	1.166,98	1.166,98
Gen. térmica eficiente	4.130,34	4.230,34	4.230,34	4.361,58	4.361,58	4.361,58	4.361,58	4.361,58	4.361,58	4.361,58	4.361,58	4.361,58
Gen. térmica no eficiente	2.728,69	2.728,69	2.728,69	2.728,69	2.728,69	2.728,69	2.728,69	2.728,69	2.728,69	2.728,69	2.728,69	2.728,69

Fuente: Elaboración propia, 2017.

Tabla 7. Potencia instalada y efectiva a mayo de 2017 con ingreso del GSP al 2023

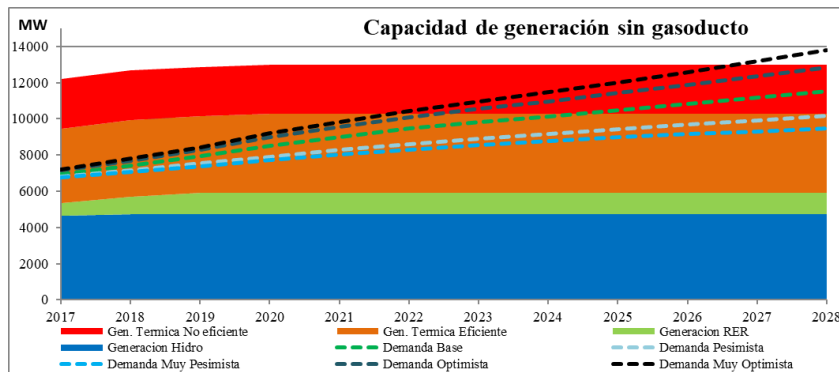
	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028
Generación Hidro	4.658,79	4.742,79	4.742,79	4.742,79	4.742,79	4.742,79	4.742,79	4.742,79	4.742,79	4.742,79	4.742,79	4.742,79
Generación RER	674,81	968,67	1.166,98	1.166,98	1.166,98	1.166,98	1.166,98	1.166,98	1.166,98	1.166,98	1.166,98	1.166,98
Gen. térmica eficiente	4.130,34	4.230,34	4.230,34	4.361,58	4.361,58	4.361,58	5.356,56	5.356,56	5.356,56	5.356,56	5.356,56	5.356,56
Gen. térmica no eficiente	2.728,69	2.728,69	2.728,69	2.728,69	2.728,69	2.728,69	1.523,23	1.523,23	1.523,23	1.523,23	1.523,23	1.523,23

Fuente: Elaboración propia, 2017.

En un escenario sin GSP y tomando en cuenta los cinco escenarios proyectados para la demanda hasta el año 2028 (escenario base de demanda, uno optimista, uno muy optimista, uno pesimista y uno muy pesimista), tenemos que en un escenario base, para el año 2024, se requerirá poner en funcionamiento generadoras térmicas menos eficientes (diésel, por ejemplo) para abastecer la demanda de electricidad nacional, como se aprecia en el gráfico 4.

Para la adecuada comprensión de dicho gráfico, se deberá tomar en cuenta que “eficiente” equivale a generación térmica con gas natural; mientras que “no eficiente”, a generación térmica con diésel. Asimismo, en el gráfico 4 se aprecia que, en el 2022, en un escenario optimista, se requerirá poner en funcionamiento generadoras térmicas no eficientes, para abastecer la demanda de electricidad nacional.

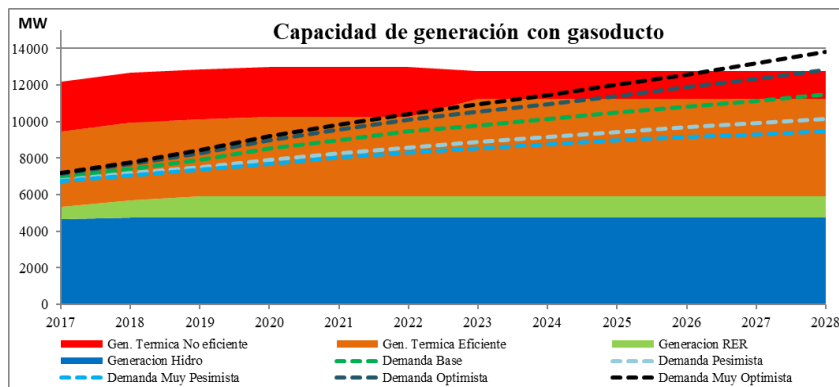
Gráfico 4. Demanda eléctrica sin GSP considerando varias tecnologías (periodo 2017-2028)



Fuente: Elaboración propia, 2017.

Ahora bien, si se considera una demanda con GSP, tomando la data de la tabla 5, se ha proyectado cinco escenarios de demanda de electricidad: un escenario base de demanda, un escenario optimista, uno muy optimista, uno pesimista y uno muy pesimista, los cuales se pueden apreciar en el gráfico 5.

Gráfico 5. Demanda de electricidad con GSP en el periodo 2017-2028, considerando varias tecnologías



Fuente: Elaboración propia, 2017.

Siendo así, según el gráfico 5, en el 2027 en un escenario base se requerirá poner en funcionamiento generadoras térmicas no eficientes para abastecer la demanda de electricidad nacional. Asimismo, en un escenario optimista, esto sucedería el 2024.

En ese sentido, podemos concluir que en un escenario base y optimista de demanda de electricidad, sin GSP, vamos a consumir diésel (combustible más caro) en el 2024 y 2022, respectivamente, por lo que el gasoducto debería entrar en esos años a más tardar.

De otro lado, podemos observar que, con gasoducto, en un escenario base y optimista, la entrada de las generadoras menos eficientes se postergaría al 2027 y 2024, respectivamente.

Ahora, según lo señalado por el Gobierno, el GSP se licitaría en el 2019, por lo que calculamos que, en un escenario ideal, en el año 2023 (considerando que si bien en el contrato original se previó que la puesta en comercial se daría para marzo de 2019, es decir 56 meses luego de la firma del contrato, actualmente se cuenta con más del 10% de avance en la construcción), se daría la puesta en operación comercial, lo cual coincidiría con la necesidad de tener la generación a gas natural dada la demanda creciente, caso contrario, se produciría electricidad con centrales térmicas a diésel, lo cual incrementaría nuestro costo marginal.

En conclusión, en un escenario base de creciente demanda de electricidad, de acuerdo con lo previsto, el GSP entraría en operación comercial justo a tiempo, lo cual demostraría que se necesitaría la producción del nodo energético, en tanto que ello aseguraría que la demanda de 240 MMPCD podría empezar a cubrirse a partir del año 2023, en atención a la demanda de electricidad del país.

Vale la pena comentar en este punto que el 1 de octubre de 2017¹¹ desapareció el costo marginal idealizado. Como se sabe hace varios años (2008), a raíz de los problemas generados por la congestión en la transmisión, se creó vía Decreto de Urgencia N° 049-2008, una igualdad entre los costos marginales del norte, centro y sur del Perú, lo que se denominó costo marginal idealizado. Una de las razones de esta problemática fue que las líneas de transmisión en el sur no tenían la capacidad que se requería en atención a la demanda que tiene el sur de electricidad.

¹¹ Mediante el artículo 6 de la Ley N° 30513, publicada el 04 de noviembre de 2016, se prorrogó la vigencia del Decreto de Urgencia N° 049-2008.

Por tal motivo, el gobierno planteó dos soluciones: la primera crear una línea adicional de transmisión para la electricidad que viene del centro al sur, y la otra solución fue descentralizar la generación de electricidad, en atención a lo cual se creó el nodo energético del sur, para evitar trasladar electricidad del norte y centro y evitar recargar las líneas de transmisión aminorando así la congestión, con energía generada en el sur.

En relación con la línea de transmisión, la línea se ha denominado Mantaro- Marcona- Socabaya- Montalvo, será de 500 kv, la cual está a cargo de ISA Perú, destinada a trasladar energía de la zona centro norte del país. Cabe precisar, que la referida línea entró en operación a fines de setiembre de 2017 (Gestión 2017), lo cual permite beneficiar la demanda del sur del país, evitando la generación de electricidad con centrales térmicas a diésel actualmente; y evitando la congestión de transmisión que se producía antes del funcionamiento de la referida línea.

No obstante lo referido, a futuro la demanda en el sur seguirá incrementándose, por lo que como se señaló anteriormente, el nodo energético cumplirá la función de atender parte de esta demanda, esto sin dejar de mencionar que un sistema eléctrico interconectado debe de descentralizar la generación, de tal manera que se dote de estabilidad al sistema, en tanto que la desconcentración geográfica de la generación contribuye a incrementar la confiabilidad en la producción y en el transporte de energía, otorgando seguridad energética al país, esto en concordancia con el artículo 1 de la Ley N° 29970, Ley que Afianza la Seguridad Energética y Promueve el Desarrollo de Polo Petroquímico en el Sur del País.

Cabe también mencionar que, según lo indicado, en entrevista, por el Ing. Luis Espinoza, la energía térmica que proviene de las generadoras del sur aporta la denominada ‘energía reactiva’ (esto es, un componente de la energía eléctrica que, entre otras funciones, dota de estabilidad al sistema y que es necesaria para su funcionamiento), a diferencia de las generadoras que funcionan con recursos energéticos renovables (RER), ya sea eólicas o solares y que, en su mayoría, se localizan en el sur del país, motivo por el cual es también necesaria la presencia del nodo energético en dicha región del país a fin de estabilizar el sistema (Espinoza 2017).

De otro lado, algunos expertos como el Ing. César Butrón, consideran que, si bien es necesario que el nodo energético funcione a gas natural, el GSP no sería la única vía, ya que considera que el gas natural podría llevarse vía un ducto por la costa que lleve este gas al nodo, esta opción

sería menos costosa, ya que el costo de construir en costa es menor que la construcción en sierra o selva, sin perjuicio que los estudios ambientales se tornan más sencillos (Butrón 2017).

No obstante, lo señalado en el párrafo anterior, consideramos que un ducto por la costa no genera los mismos beneficios que podría generar al país el GSP. Siendo ello así, el nodo energético del sur es de vital importancia para el Perú, por lo que debería contarse, a la mayor brevedad posible, con el gas natural para abastecer de electricidad al sur peruano. Para tales efectos, resulta vital la implementación del GSP dentro de los plazos previstos, a fin de evitar que el aumento de demanda de electricidad tenga que ser atendida en el corto plazo con fuentes menos eficientes de generación de energía (diésel).

2.2 Petroquímica

Una de las formas más importantes de cubrir la demanda de gas del GSP son los polos petroquímicos, los cuales consumirían el 20% de la capacidad de gasoducto; sin embargo, los antecedentes no han sido los mejores en nuestro país en cuanto a la inversión en plantas petroquímicas.

El antecedente más reciente data del periodo comprendido entre los años 2009 y 2014 en el que la brasileña Braskem, entre otras empresas, mostró interés para construir un polo petroquímico en el Perú puesto que en ese entonces se consideró que el proyecto era factible, pese a la competencia del ‘*shale gas*’ y las dudas en torno a la existencia de reservas de gas y líquidos suficientes en Camisea y alrededores. Asimismo, se gestaron otros proyectos impulsados por las empresas Nitratos del Perú y Orica que lamentablemente tampoco rindieron frutos como consecuencia del fenómeno del ‘*shale gas*’. Cabe indicar que en dicho periodo se tenía pensado canalizar varios proyectos petroquímicos e inclusive crear un gran ‘complejo petroquímico’.

En el anexo 5, se puede apreciar la ubicación que iban a tener los proyectos petroquímicos en relación con el GSP; en tal sentido, se aprecia cómo el proyecto de la empresa brasileña Braskem utilizaría gas natural a ser transportado a través del GSP; dicho proyecto se ubicaría en Matarani, produciría polietileno e implicaría una inversión aproximada de US\$ 4.000 millones. Igualmente, se aprecia que se habría proyectado una licitación a cargo del Estado para la producción de amoníaco y urea (productos derivados de la petroquímica del metano) en una zona también ubicada en Arequipa.

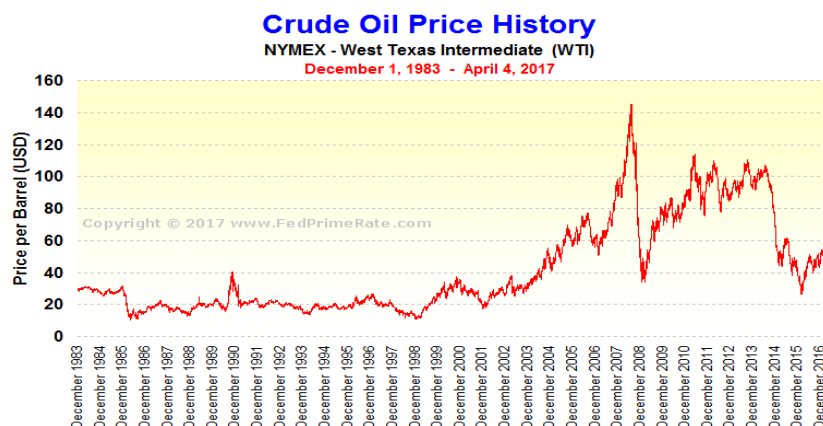
2.2.1 Impacto del *shale gas* en la promoción de proyectos petroquímicos

Se define el *shale gas* o gas de esquito como: «[...]cantidades significativas de gas adsorbido y algo de gas libre vinculados estrechamente con rocas pelíticas, carbonáticas y/o areniscas finas que, en muchos casos, corresponden a la o a las rocas generadoras de la columna estratigráfica de una cuenca sedimentaria. Esa roca alojante, además de su granulometría fina, posee un alto tenor de Carbono Orgánico Total (COT) y el grado de madurez térmico adecuado, medido en términos de la Reflectancia de la Vitrinita (Ro) (sic)» (Chebli, Mendiberri, Giusano, Ibáñez y Alonso 2011). Una de las principales características de este tipo de reservorio es la baja permeabilidad de las rocas que lo contienen, lo que impide el flujo natural del líquido al pozo; esto a su vez permite proceder con técnicas de *hidrofracking* de manera exitosa.

Actualmente, según testimonios de especialistas el 60% de los proyectos de *shale* aún serían viables a un precio de US\$ 60 por barril de petróleo e inclusive existen lotes de *shale gas* que pueden operar y ser rentables a US\$ 40 (el precio actual es de US\$ 53 para el crudo WTI), por lo que la caída de precios no frenaría la industria del *shale*. Por otra parte, existiría tanto *shale gas* como para 200 años en el mundo y para al menos 85 años en Estados Unidos, por lo que el interés por esa industria se mantendrá (Torre 2015).

Conforme indica Estrada (2013), la opinión pública internacional empezó a reaccionar ante el rápido desarrollo del *shale gas* en los Estados Unidos desde el 2008. La causa fue el repentino aumento de reservas y producción, mientras el precio del crudo aumentaba a niveles históricos. En efecto, conforme se puede apreciar en el gráfico 6, hasta el año 2008 se tuvo un pico en los precios del crudo y de su indicador WTI (*West Texas Intermediate*) y es a partir de ese entonces que se observa una caída de este indicador hasta diciembre de 2016, lo cual fue consecuencia del ‘boom’ del *shale gas*.

Gráfico 6. Precio histórico del crudo – WTI



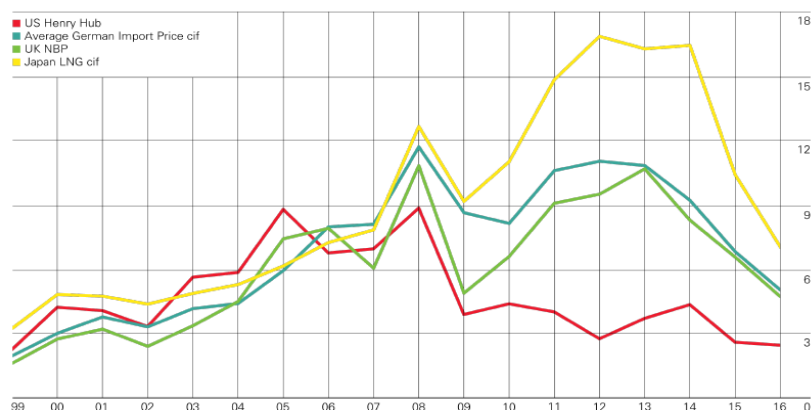
Fuente: Programa Internacional en Gestión de Gas y Petróleo de la UTEC, 2017.

De acuerdo con Estrada (2013), en el 2001, la producción de *shale gas* representaba menos del 2% de la producción de gas natural, pero entre los años 2000 y 2010 creció hasta alcanzar el 23% de la producción de gas seco en el país. Las reservas de *shale gas* húmedo llegaron a 60,64 TPC en 2009, representando el 21% del total de reservas de gas natural en ese país, el nivel más alto desde 1971. Sin embargo, no fue hasta el 2008 que se reconoció que la producción de *shale gas* mostraba un crecimiento extraordinario. De acuerdo con la prospectiva más reciente de la Administración de Información de Energética (AIE) (en inglés *Energy Information Administration-EIA*), organismo de estadística y de análisis en el Departamento de Energía de los Estados Unidos, al año 2035, el crecimiento acelerado de la oferta de *shale gas* podría continuar varios años.

Este fenómeno del *shale gas* ha logrado reducir el costo del gas natural en Estados Unidos frente a otros mercados mundiales. De esta manera, los proyectos petroquímicos a partir del metano perdieron interés y por este motivo CF Industries se retiró del Perú sin concretar su proyecto.

Tal efecto del *shale gas* ha impactado en el marcador Henry Hub (que mide el precio del gas en USA), el cual inclusive ha presentado una caída mucho más drástica que la que han tenido los indicadores que miden el precio del gas en otros países (verbigracia el UK NBP que mide el precio en el Reino Unido), conforme se aprecia en el siguiente gráfico:

Gráfico 7. Evolución del precio spot Henry Hub y de otros marcadores



Fuente : BP Statistical Review of World Energy – June 2017

Fuente: Programa Internacional en Gestión de Gas y Petróleo de la UTEC, 2017

En cuanto a la petroquímica del etano, el proyecto de la empresa brasileña Braskem, previamente mencionada, tampoco se concretizó puesto que dicha empresa reportó que iba a necesitar reservas por 6 TCF de gas natural para justificar su ambicioso complejo petroquímico de US\$ 3.500 millones en Perú, el cual sería un proyecto a 20 años. Cabe también indicar que, en esa época, la empresa petrolera estatal brasileña Petrobras, socia de Braskem en el proyecto, esperaba hallar de 8 a 10 TCF en los lotes 58 (del cual era operador, antes de transferirlo a CNPC) y 57 en el que tiene participación (América Económica 2012); sin embargo, tales reservas aún no se encontraban certificadas.

En el caso de la empresa Orica, la cual tenía previsto construir una planta para producir 300.000 toneladas por año (TPA) de nitrato de amonio para explosivos y atender la demanda de la minería local, con un monto de inversión de US\$ 500 millones, dicha empresa tomó la decisión de abandonar el proyecto cuando la situación del GSP (ex Gasoducto Andino del Sur) se complicó y se hizo cada vez más lejana la llegada del gas natural al sur.

De igual modo, la empresa norteamericana CF Industries (CFI) previó construir una planta en San Juan de Marcona (Ica) para producir 710.000 TPA de urea y 910.000 TPA de amoníaco para fertilizantes, con una inversión cercana a US\$ 2.000 millones. Inclusive, CFI participó en una subasta de gas del Consorcio Camisea el 2007, en la que obtuvo un suministro de 99 MMPCD de gas natural; sin embargo, dicha empresa finalmente no ejecutó el proyecto porque se había gestado bajo el escenario de que los precios del gas de Camisea serían más bajos que los de Estados Unidos, escenario que cambió como consecuencia del fenómeno del 'shale gas'.

Entonces, de lo expuesto hasta aquí, tenemos que los proyectos petroquímicos en los que mostraron interés varias empresas, de diferentes nacionalidades, finalmente no pudieron ser ejecutados o no llegaron a ser viables por dos motivos principales: (i) la falta de certificación adecuada de reservas y (ii) el fenómeno del *shale gas* que ocasionó que algunas empresas finalmente decidan trasladar su inversión en plantas petroquímicas a los Estados Unidos, donde el precio del gas es más competitivo. Como consecuencia de ello, a los inversionistas les resultaba más ventajoso, desde el punto de vista económico, realizar sus proyectos en Estados Unidos puesto que ahí ya hay plantas petroquímicas instaladas, de tal modo que bastaría que estas sean ampliadas para que los inversionistas puedan realizar la actividad petroquímica.

Considerando este antecedente, debemos enfatizar que la petroquímica en el Perú requeriría de una significativa actividad de promoción por parte del Estado pues se trata de un proyecto de miles de millones de dólares. Esta industria requirió fuertes incentivos en otros países de la región; así, en Brasil, la petroquímica se implementó en la década de 1970 porque el Gobierno militar otorgó los incentivos necesarios y ejerció un importante rol promotor para estos efectos; asimismo, priorizó la desconcentración industrial y el desarrollo regional, así como la capacitación tecnológica y empresarial (Furtado, Hiratuka, García y Sabbatini 2002).

2.2.2 Creación de polos petroquímicos

Conforme a lo indicado por Lucángeli (2007), en un estudio realizado para la Comisión Económica para América Latina y el Caribe (Cepal), «[h]istóricamente, las empresas petroquímicas se estructuran a partir de una integración entre una central de materias primas y las unidades productoras de productos finales de la industria (polos petroquímicos), tratando de maximizar los eslabonamientos. Esta integración posee una dimensión técnica y una económica. Estos conjuntos poseen muchas veces una entidad societaria única. El peso relativo de las actividades –materias primas y productos finales (ya sea *commodities* o especialidades)- puede ser variable».

Al respecto, la integración entre la central de materias primas y las unidades productoras a que se refiere Lucángeli (2007) es conveniente de conformidad con el concepto de ‘economías de alcance’. Como sabemos, «[...]Una empresa experimenta ‘economías de alcance’ cuando utiliza recursos especializados (y muchas veces costosos) para producir cierta *gama de bienes y servicios*» (Parkin y Loría 2010).

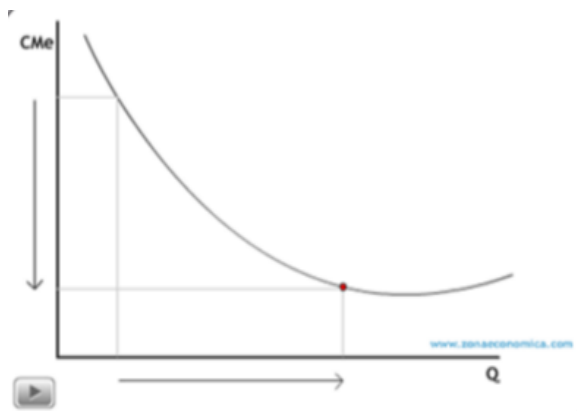
Ahora bien, las economías de escala pueden ser tanto internas como externas. La noción de ‘economías de escala externas’ fue introducida a la economía por Alfred Marshall. Marshall, siguiendo a Adam Smith (1776) consideró que una empresa será más eficiente al aumentar la escala de producción como consecuencia de la división de trabajo que, a su vez, depende de la extensión del mercado.

Según indica Viladecans (1999), la capacidad de alcanzar economías de escala estaba, hasta el momento, relacionada con las grandes empresas. Sin embargo, Marshall consideró que algunos sectores industriales pueden obtener las ventajas de la producción reagrupando en un distrito un número elevado de pequeños productores.

Partiendo de dicha premisa, dicho autor indicó que las economías “que dependen de los recursos de la empresa, de su organización y de la eficiencia de su dirección” son las denominadas economías internas, mientras que aquellas “dependientes del desarrollo general de la industria”, son las denominadas economías externas.

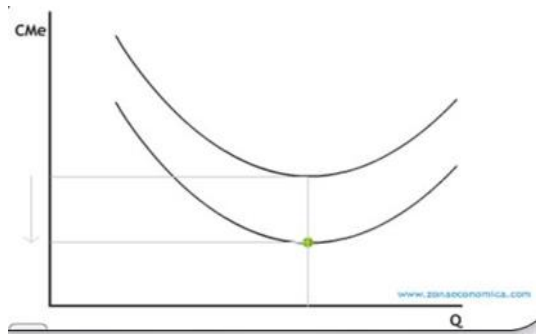
Entonces, las economías de escala interna son las que se producen en el interior de la empresa cuando una empresa reduce sus costes a medida que aumenta su producción, como se aprecia en el gráfico 8. En cambio, en las economías de escala externas son las que se crean fuera de la empresa. Se producen cuando una industria se expande y provoca una disminución en los costes de todas las empresas de la industria. Gráficamente consisten en un desplazamiento de la curva de costes hacia abajo, como se aprecia en el gráfico 9.

Gráfico 8. Economías de escala interna



Fuente: Lujan, 2013.

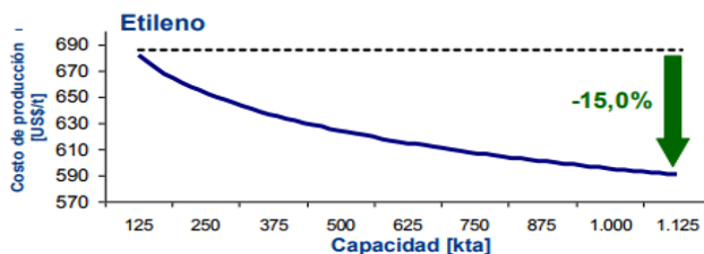
Gráfico 9. Economías de escala externa



Fuente: Lujan, 2013.

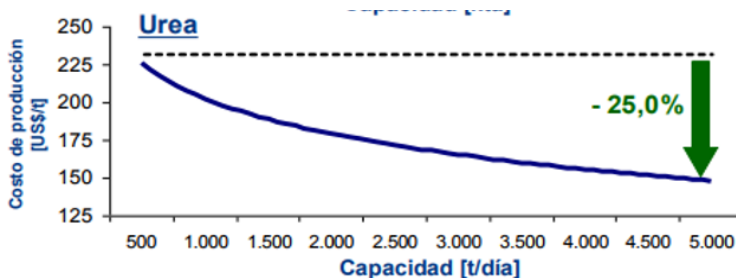
De esta manera, la teoría de la economía de escala externa explica la conveniencia de la creación de polos petroquímicos en esta industria. Para el caso de la petroquímica, los gráficos 10 y 11 muestran cómo los beneficios de la economía de escala aplican a la industria petroquímica, de lo cual se desprende que se debe instalar la mayor capacidad que se acerque al mínimo costo, teniendo presente la demanda disponible, y se debe utilizar un alto porcentaje de la capacidad instalada para aprovechar la disminución de los costos unitarios.

Gráfico 10. Beneficios de la economía de escala a la producción de etileno



Fuente: Lujan, 2013.

Gráfico 11. Beneficios de la economía de escala a la producción de urea



Fuente: Lujan, 2013.

En línea con el análisis previamente realizado, Castro y Portuondo, citados por Luján (2013), «[...]establecen que lograr el aprovechamiento óptimo de las economías de escala en futuras inversiones o proyectos industriales nuevos, es necesario no solo tener en cuenta el tamaño óptimo sino también haber determinado la zona de localización óptima para la economía del país en el territorio nacional, para poder minimizar los gastos de transporte de las materias primas e insumos y los de distribución de los productos, así como tener en cuenta otros factores políticos, sociales y los estratégicos».

El desarrollo de una industria petroquímica en el sur emplearía una cantidad considerable de gas, pero existe incertidumbre sobre su viabilidad económica, ya que los precios de los productos petroquímicos han caído al igual que el precio del gas, a raíz de una sobreoferta en el mercado internacional, lo cual pone en entredicho el atractivo de tal industria, pues existen otras más competitivas en países como Estados Unidos (*shale gas*).

No obstante, si se tiene en cuenta que el costo de construcción y operación de una planta petroquímica en otros países, como Estados Unidos, es hasta cuatro veces mayor, sí sería factible que los inversionistas se encuentren interesados, sobre todo, si es que se trata de un proyecto que apunte a un mercado local o regional, en el cual hay presencia de actividad minera, la cual consume productos que se obtienen de la petroquímica del metano. Asimismo, es pertinente resaltar, que, de darse la petroquímica en Perú, sería la única en la costa del Pacífico, que estaría cerca de la demanda de Asia Oriental (Japón y Corea). Pese a lo señalado en el momento, no existe por parte del Estado o los privados un interés para llevar estos proyectos adelante, panorama desalentador, tomando en cuenta que hasta hace unos años había cinco inversionistas dispuestos a construir complejos petroquímicos en el sur del país.

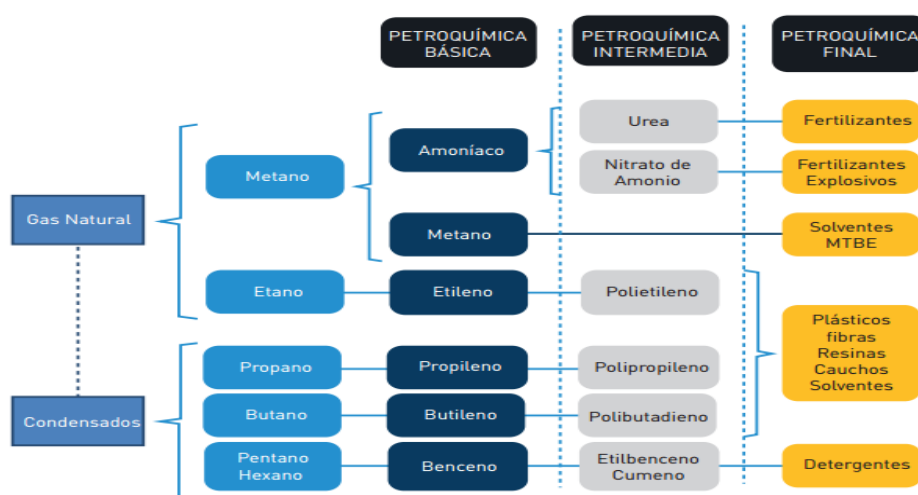
Dado este escenario, es importante analizar concretamente cómo podría desarrollarse la industria petroquímica en el Perú. Para tal efecto, se muestra el gráfico 12, donde se determina los productos que se obtendrían de la petroquímica del etano y del metano, respectivamente.

Conforme se puede apreciar en dicho gráfico la petroquímica es amplia. En el caso del etano, es transformado en etileno y posteriormente en polietilenos de distintos tipos que son suministrados a la industria de transformación de plásticos; de esta manera transforma el gas natural en bienes de consumo final que pueden valer, en promedio, hasta seis veces su valor inicial. Otro factor positivo en cuanto a la petroquímica del etano es que tenemos características similares del gas peruano en los distintos lotes; por ejemplo, los lotes de Camisea tienen un 10%

de etano, que es un porcentaje bastante alto, comparado con el gas boliviano, cuyo porcentaje de etano es de 6%.

En el caso de la petroquímica del metano, esta cuenta con una tecnología barata y simple, que requiere de menor inversión, en comparación a la del etano, lo que es importante considerando que en la región ya existe una petroquímica del etano de gran envergadura. Efectivamente, Argentina tiene la segunda reserva de *shale gas* más grande en todo el mundo (la denominada ‘Vaca Muerta’) y en ese contexto ya se ha previsto destinar dichas reservas, en todo o parte, al Polo Petroquímico ‘Bahía Blanca’. De hecho, desde el año 2016, del yacimiento ‘El Orejano’ que es parte de ‘Vaca Muerta’ ya se está proveyendo *shale gas* a dicha planta petroquímica que es operada por las empresas YPF y Dow, un gigante de la petroquímica mundial.

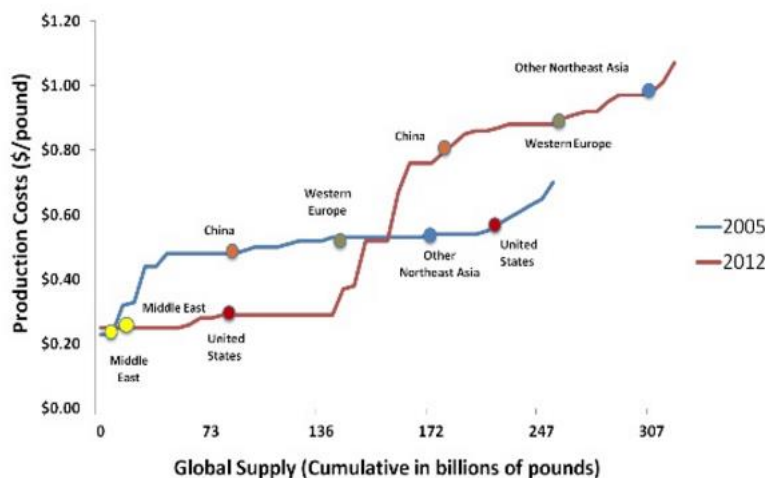
Gráfico 12. Cadena de valor de la industria petroquímica



Fuente: Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería (Osinergmin), 2014.

De otro lado, se ha podido identificar que en los últimos años no ha existido estabilidad en cuanto al precio del etano a nivel mundial, pues como se aprecia del gráfico 13 hubo una caída de precios considerable en la producción de etano en Estados Unidos; sin embargo, en el Reino Unido, tanto el etano como el metano aumentaron de precio.

Gráfico 13. Variación de precios del etano en Estados Unidos y el Reino Unido



Fuente: American Chemistry Council, 2013.

Sumado a ello, si bien a la fecha no hay un polo petroquímico en el Océano Pacífico sudamericano, según el Instituto Petroquímico Argentino (2015): «El gran crecimiento del uso de etano como materia prima en América del Norte en los últimos años redujo drásticamente la disponibilidad de Propileno y produjo agudos faltantes en su oferta. Las soluciones para dichos faltantes han sido la construcción de plantas On-Purpose, o sea plantas de deshidrogenación de Propano (PDH) y de plantas de metano (a partir de Carbón) a Metanol y de Metanol a Olefinas/Propileno (MTP). Se estima que: 1. La demanda global de Propileno crecerá a una tasa estimada del 3,5% anual acumulativa, requiriéndose un aumento de su oferta de aproximadamente 3 MMt/año. 2. La participación de las plantas On-Purpose crecerá desde aproximadamente un 12% en 2015 al 25% del mercado global en 2020».

Asimismo, la industria del metano se extiende por todo el mundo, su producción se lleva a cabo en Asia, América del Norte y del Sur, Europa, África y Medio Oriente. Hay más de 90 plantas de metanol en todo el mundo con una capacidad de producción total de más de 75 millones de toneladas métricas y cada día se utilizan más de 100.000 toneladas de metano como materia prima o como combustible para el transporte (Bustos y Gómez 2014).

Entonces tenemos que la petroquímica del metano ha estado presentando mayor estabilidad de precios, cuenta con una demanda diversificada y resulta menos costosa que la del etano. A ello se suma el que, en el año 2017, CNPC manifestó interés en desarrollar una petroquímica del metano, con la finalidad de aportarle valor agregado al gas obtenido de su Lote 58 (Cusco).

En este contexto, es mandatorio que el Estado peruano realice acciones para promover la industria petroquímica, generando incentivos que atraigan a los inversionistas, teniendo en cuenta que, pese a los factores que han sido mencionados anteriormente, ha habido manifestaciones de interés en cuanto a inversiones en este tipo de industria, la cual, según estimamos, podría enfocarse mayormente en la petroquímica del metano por los motivos que hemos detallado.

Finalmente, debe enfatizarse que la petroquímica representaría una de las demandas más importantes del GSP y que es una fuente de generación de puestos de trabajo local. Además, la posibilidad que tendría el Perú de desarrollar la industria petroquímica en la costa representaría una ventaja competitiva en relación con otros países como Bolivia.

2.2.3 Factibilidad de contar con inversiones en el escenario de precios actual

Sin perjuicio del análisis previamente realizado, es necesario señalar que actualmente las posibilidades de que el Perú cuente con dicha industria son bajas dado el contexto de precios que se ha generado como consecuencia del *boom* del *shale gas*. Conforme explicamos anteriormente, los precios actuales de Henry Hub se han visto impactados debido al desarrollo del *shale gas* en Estados Unidos, lo que ha hecho menos atractivo al mercado peruano, puesto que hace unos años el precio del gas peruano estaba muy por debajo del marcador Henry Hub; sin embargo, tras la caída de dicho marcador, actualmente los precios son similares, con lo que el precio de nuestro gas ha dejado de ser atractivo para la industria petroquímica.

En esta línea, Cesar Butrón, presidente del COES, nos refirió que, debido a este contexto internacional de los precios, Perú es poco competitivo para atraer inversiones petroquímicas. No obstante, otros especialistas como Luis Espinoza tienen una opinión más optimista; sobre el particular, el Ing. Espinoza nos refirió que, si el Gobierno peruano decide como parte de su política energética impulsar la petroquímica, debería adoptar medidas en ese sentido.

En este orden de ideas, dicho especialista nos comentó que una de las formas de poder hacer factible la petroquímica, sería que se otorgue a los posibles inversionistas en la industria petroquímica un precio diferenciado del gas natural para promoverla, de tal manera que no resulten afectados los contratistas petroleros, este último objetivo podría lograrse, por ejemplo, reduciendo las regalías que cobra el Estado al gas seco. Cabe recordar que una situación similar

sucedió cuando se otorgó un precio especial a los generadores eléctricos para promover la generación en la costa peruana con gas del Proyecto Camisea.

Según el Ing. Espinoza, la posibilidad de ofrecer un precio menor del gas para la petroquímica se sustenta en la exportación de gas natural que se destina a México. Sobre el particular, se sabe que, en México, el gas peruano se vende a precio Henry Hub, el cual es de casi 3 US\$/MMBTU¹². Teniendo en cuenta ello, procedemos a aplicar el denominado método “*netback*” para calcular el precio al cual se está vendiendo el gas peruano que se exporta.

De acuerdo con Osinergmin, en 1985, con la finalidad de mantener su cuota en el mercado del Petróleo, Arabia Saudita implementó el principio de *netback*, el cual calculaba el precio FOB restándole los costos de producción (Oficina de Estudios Económicos 2013). La fórmula inicial era la siguiente:

$$\text{Precio Petróleo (FOB)} = \text{Precio Spot} - \text{Margen refinería} - \text{Costos de transporte}$$

Para cada sistema de suministro de gas natural, el *netback* se puede realizar desde varios puntos de la cadena. El punto de partida para calcular el valor *netback* es el punto final de la cadena (consumidor final) y se ajusta por los costos incurridos en otros puntos de la cadena. De esta manera, el valor *netback* se obtiene restándole del valor de mercado, los costos de enviar el gas al consumidor. La siguiente fórmula presenta el valor *netback* para los exportadores de LNG, en boca de pozo:

$$P_{BP} = P_{MI} - C_T - C_L - C_E - C_R$$

Dónde:

P_{BP}: Precio en boca de pozo.

P_{MI}: Precio del marcador internacional.

C_T: Costo de transporte del gas hasta la planta de licuefacción.

C_L: Costo de planta de licuefacción.

C_E: Costo de transporte por buque.

C_R: Costo de planta de regasificación.

De este modo, sabiendo los respectivos costos de la fórmula antes detallada, podemos calcular cuál es el precio del gas a boca de pozo. Sobre el particular, el mencionado experto nos indica que si aplicamos el citado método del *netback* (teniendo en cuenta por ejemplo que el costo de llevar el gas a la planta de licuefacción de Perú LNG más la propia licuefacción es de 2,5 US\$/MMBTU), llegaremos a la conclusión de que el precio en boca de pozo del gas peruano es

¹² Según la *Energy Information Administration* - EIA, en octubre de 2017, el precio del Henry Hub fue de 2,88 US\$/MMBTU. Tomado de <https://www.eia.gov/dnav/ng/hist/rngwhhdm.htm>

de 0,2 US\$/MMBTU. Es decir, el precio que actualmente se está vendiendo para la exportación de gas natural (0,2 US\$/MMBTU) es significativamente menor al que se le vende en el país, al industrial (3 US\$/MMBTU) y al generador eléctrico (precio especial de 1,8 US\$/MMBTU).

Siendo ello así, sería perfectamente posible que el Gobierno ofrezca un precio promocional similar para aquellos inversionistas interesados en desarrollar plantas petroquímicas en el sur del país, de tal manera que el recurso se destine a la industrialización en dicha región del país, en vez de ser destinado a la exportación, de tal manera que el valor agregado del gas (es decir, el producto final resultante de la petroquímica) redunde en beneficio del sur país.

Al respecto, si bien no existió una intención por parte del Gobierno ni del contratista de abaratar el gas en boca de pozo para exportación, lo cierto es que esta situación está respondiendo a un contexto internacional, en el cual la producción de *shale gas* (que afecta al Henry Hub) se mantendrá con intensidad. Por lo expuesto, coincidimos con el Ing. Espinoza, en que es posible otorgar los incentivos adecuados para incentivar la petroquímica en el país, ya que al generarse esta industria no solo se cubriría la demanda interna, sino que el país se convertiría en exportador de productos petroquímicos, lo cual como se sabe tiene mayor valor agregado que exportar solo gas. Asimismo, dada la cantidad de productos que se derivan de la petroquímica, este podría ser el inicio de la industrialización del país.

Finalmente, considerando que algunos especialistas consideran que el poder calorífico del gas natural disminuye al extraerse el etano, al consultarle al Ing. Espinoza si habría algún perjuicio al gas natural si se quita el etano, coincidió en que efectivamente al retirarse el etano el poder calorífico disminuye; sin embargo, indicó que esto se compensaría otorgando un 10% más de metano. Respecto al porcentaje adicional de volumen, el documento denominado *Masificación del gas natural*, elaborado por Osinergmin, precisa que si se desea mantener el consumo de energía de los clientes (mantener especificaciones de poder calorífico), para no afectarlos por la extracción del etano, el volumen de gas debe incrementarse en 13,6% (Osinergmin, 2014), lo cual es muy cercano al porcentaje que considero el Ing. Espinoza.

En ese sentido, dicho especialista considera que el gas se podría trasladar por el futuro GSP y antes de ir a las centrales del nodo energético debería separarse el etano, para de ahí destinarlo a la planta petroquímica que se ubicaría en el sur peruano.

Es conveniente señalar que el documento masificación de gas natural, antes referido, indica que considerando el consumo de gas natural seco (metano y etano) de Camisea (lotes 88 y 56), de 1.200 MMPCD y que el etano es aproximadamente el 10 % del total, tenemos un total de 120 MMPCD de etano. La referida publicación además indica que de esos 120 MMPCD de etano, se necesitan 100 MMPCD para contar con una planta petroquímica de 1 millón de TM de etileno, polietileno o estireno, lo cual además permitiría dejar 20 MMPCD en la mezcla con el metano para evitar una excesiva baja del poder calorífico.

Según lo expuesto, tenemos que si se desea hacer petroquímica del etano para una planta de 1 millón de TM se necesitaría retirar etano a 1.200 MMPCD, cantidad considerablemente superior a la que se necesita para una petroquímica del metano, lo cual se corrobora en que los proyectos de Nitratos de Perú y CF Industries habían previsto el consumo de 72 MMPCD y 99 MMPCD, de acuerdo con la fuente de Osinergmin previamente citada.

Teniendo en cuenta lo antes expuesto, es posible concluir que una planta petroquímica de etano de 1 millón de TM únicamente sería factible si es que se negocia el gas con varios productores de los diferentes lotes para poder adquirir la cantidad necesaria a la que se ha hecho referencia previamente (1.200 MMPCD), y además la referida extracción de etano debería darse cerca de Camisea, antes de trasladar el gas por el actual ducto de TGP y por el futuro del GSP. Ello refuerza nuestra conclusión en cuanto a que sería más conveniente impulsar la petroquímica del metano.

2.3 Oportunidades de exportación de energía

Para analizar la interconexión a Chile, es conveniente precisar que el Perú cuenta con un Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN); y Chile, con cuatro sistemas interconectados (Sistema Interconectado Central, Sistema Interconectado del Norte Grande, Sistema Eléctrico de Aysen y Sistema Eléctrico de Magallanes). Los más importantes y más grandes de ellos son solo dos, los cuales describiremos a grandes rasgos:

2.3.1 Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN) de Perú

El SEIN es la red integrada de transmisión peruana, compuesta por una extensa red de líneas de transmisión de alta tensión y subestaciones que conectan las centrales de generación eléctrica con las redes de distribución de baja tensión, conforme se puede apreciar en el anexo 6, cubriendo el 85% de la población total del Perú.

La actual red de transmisión es producto de una ampliación que en los últimos años se ha dado como consecuencia de la reforma normativa que produjo la Ley N° 28832¹³ (plan de transmisión elaborado por el COES, aprobado por el Minem con la opinión previa del Osinergmin); es así como la mayor cantidad de líneas de transmisión ha incrementado la fiabilidad del sistema eléctrico peruano.

2.3.2 Sistema Interconectado del Norte Grande (SING)

El SING es la red integrada de transmisión del norte chileno que comprende al 25% de la demanda eléctrica total del país. El SING no tiene el desarrollo que presenta el Sistema Interconectado Central en el Sur, no obstante, ha ampliado su red en los últimos años, por lo que ha proporcionado mayor confiabilidad de la red de transmisión

Si bien el territorio que cubre tiene poca población, su importancia radica en que dentro de este sistema se encuentran los grandes proyectos mineros que producen cobre, oro, hierro y plata. En esta zona norte, se ha reducido la generación térmica a carbón que era el insumo de mayor uso, promoviéndose el uso de energías renovables; no obstante, como estas tecnologías no cuentan con regularidad y no pueden actuar como base del SING, se requiere mayor reserva, así como un insumo más económico que el diésel y menos contaminante. Dicho rol ha estado cumpliéndose por el gas natural, el cual era importado desde Argentina; sin embargo, en el 2004, por cuestiones políticas, Argentina se negó a exportar más gas a Chile, lo que ocasionó un problema al país vecino en tanto que el gas ya era determinante en su matriz energética, lo cual

¹³ **Artículo 21.- Plan de Transmisión**

21.1 El desarrollo del Sistema Garantizado de Transmisión se realiza conforme al Plan de Transmisión, el cual se actualizará y publicará cada dos (2) años.

21.2 El Ministerio aprueba el Plan de Transmisión, con la opinión previa de OSINERG. Para la opinión favorable, el OSINERG deberá verificar que el estudio del COES haya cumplido con las políticas y criterios establecidos por el Ministerio. El Plan de Transmisión tiene carácter vinculante para las decisiones de inversión que se adopten durante su vigencia.

21.3 El proceso para la elaboración y aprobación del Plan de Transmisión debe cumplir con las políticas de transparencia de información, audiencias públicas y mecanismos de participación de los Agentes del sistema, organizaciones representativas de usuarios y demás interesados, según lo establece el Reglamento.

tuvo que ser afrontado por Chile con la importación de gas natural vía marítima y construcción de plantas regasificadoras de LNG¹⁴.

Es así como, si bien el norte de Chile no cuenta con un buen potencial hidráulico, tiene un gran potencial para la generación solar y la generación térmica consistente principalmente de una combinación de recursos de carbón y gas natural, donde ambos se importan del extranjero. En la tabla 8, podemos apreciar la composición de la capacidad generadora supuesta para el periodo 2020 al 2029 en el SING, de acuerdo con el documento del COES denominado *Apoyo técnico para Perú/Chile - Interconector Perú-Chile: Estudio de análisis, para la planificación*.

Tabla 8. Capacidad instalada proyectada durante el 2020 al 2029 en SING (MW)

SING	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
Térmica	4,748	4,748	5,098	5,273	5,448	5,808	5,808	6,308	6,708	7,108
Hidrología	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15
ERNC	1,634	1,954	2,194	2,699	2,839	3,244	3,374	3,484	3,674	3,849
Total	6,396	6,716	7,306	7,986	8,301	9,066	9,196	9,806	10,396	10,971

Fuente: COES-Sinac, 2015.

Como se observa de la tabla anterior, el crecimiento de la demanda eléctrica en el norte de Chile ha sido constante en estos últimos años. Siendo así, para el 2023 y años siguientes la demanda seguirá incrementándose, lo que coincidiría con la entrada del GSP en Perú y dado el contexto de disminución de demanda en Perú, sería factible la exportación al país vecino del sur.

2.3.3 Sistema Interconectado Central (SIC)

El SIC es la mayor red integrada de transmisión de Chile, correspondiente a la parte central. El referido sistema cubre aproximadamente el 75% de la demanda eléctrica, por lo que abarca un área geográfica grande y abastece de electricidad a diversos usuarios finales Chile.

El SIC es más diverso que el sistema SING, puesto que presenta recursos hidroeléctricos, no obstante, en cuanto a generación térmica funciona con carbón importado o gas natural líquido. El documento *Apoyo técnico para Perú/Chile - Interconector Perú-Chile: Estudio de análisis, para la planificación* muestra la composición de la capacidad generadora supuesta para el periodo 2020 al 2029, conforme se aprecia en la tabla 9:

¹⁴ LNG son las iniciales en inglés de *liquefied natural gas*, en español gas natural licuefactado, el cual es gas natural en estado líquido el cual ha reducido su volumen en 600 veces y que es transportado por buques metaneros.

Tabla 9. Demanda pico, capacidad instalada y margen de reserva proyectada en SIC (MW)

SIC	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
Térmica	7,702	7,702	7,987	7,987	8,175	8,175	8,615	8,615	8,957	9,157
Hidroeléctrica	7,065	7,065	7,085	7,125	7,125	7,125	7,125	7,185	7,185	7,185
ERNC	2,464	2,483	2,863	2,968	3,718	4,328	4,328	4,728	5,128	5,928
Total	17,231	17,250	17,935	18,080	19,018	19,628	20,068	20,528	21,270	22,270
Demanda pico	8,452	9,106	9,367	8,856	9,401	10,075	10,227	10,776	10,755	11,849
Margen de reserva*	75%	62%	61%	71%	63%	52%	54%	47%	50%	38%
*Nota: Los cálculos del margen de reserve no incluyen capacidad ERNC porque la demanda pico del Sistema SIC ocurre por la noche cuando no hay recursos solares disponibles.										

Fuente: COES-Sinac, 2015.

En atención a ello, podemos apreciar que Chile presenta un alto potencial de importación de energía, sobre todo en el denominado SING, el más cercano a la frontera con el Perú, debido a que su generación es térmica a carbón y gas natural. Este último energético es importado de manera limitada de Argentina, y recientemente de productores internacionales en forma de LNG, con este objeto han construido terminales de regasificación.

Del mismo modo, el norte chileno cuenta con generación con recursos renovables, lo cual requiere el respaldo de centrales de base del sistema (térmicas e hidroeléctricas). Es por ello que, como se mencionó anteriormente, han impulsado la construcción de terminales de regasificación de LNG para su generación térmica a gas natural.

En este caso las diferencias esperadas de costos marginales entre ambos sistemas podrían ser importantes, debido a que estos costos serían menores por la generación a gas natural local e hidroeléctrica en el Perú, comparados con los incurridos por la generación térmica a gas natural importado y carbón en Chile.

En ese sentido, podemos apreciar del anexo 7, tomado de la página web del Coordinador Eléctrico Nacional de Chile, que en referencia al SING para el mes de noviembre de 2017, determina que el costo marginal promedio de electricidad en este mes, es de 58,97 \$/MWh. Del mismo modo, el anexo 8, tomado de la misma fuente, muestra cómo los costos marginales mensuales desde el año 1999 hasta el 2017 del SING de Chile han ido bajando desde precios alrededor de los 200 \$/MWh en el 2008 hasta precios entre 60 y 47 \$/MWh en este 2017.

De otro lado, el anexo 9 muestra los costos marginales promedios mensuales y anuales para el SEIN peruano, entre los años 2001 y 2016, mostrándose por ejemplo que entre el 2009 y el 2016 los promedios anuales han fluctuado entre 32,19 y 14, 70 \$/MWh, siendo el del 2016 de 21,41 \$/MWh. Asimismo, la mencionada evolución de los costos marginales en Perú, se reflejan gráficamente en el anexo 10.

Teniendo en cuenta la referida data estadística, desde el punto de vista de la evolución de precios marginales en el SEIN de Perú y el SING de Chile, podemos concluir que si bien la diferencia de precios no es abismal como se daba en el periodo del 2008 al 2011 y el contexto ya no es tan favorable como en esos años para la exportación de electricidad hacia Chile (pues el país vecino ya cuenta con más opciones de generación, sobre todo fuentes RER), como lo corrobora el Ing. Butron en la entrevista efectuada el 15 de noviembre de 2017, no es menos cierto que todavía existe un diferencial de precio entre los dos sistemas eléctricos, lo que todavía hace atractiva una futura exportación hacia ese país.

Finalmente, en relación con los costos marginales de Perú comparados con Chile (SIC y SING), Colombia y Brasil, se puede apreciar el anexo 11, donde se muestra que los costos marginales peruanos están por debajo de los países antes mencionados, durante los periodos de enero 2013 a septiembre 2015.

Por lo expuesto, podemos también concluir que dado los proyectos del Nodo Energético del Sur y el GSP, así como la generación que el Estado peruano promueva a futuro (sea térmica a gas natural o hidroeléctrica), se justificaría la interconexión asociada a un proyecto específico de exportación de electricidad del Perú, con mayores probabilidades al norte chileno.

Al respecto, varios países del mundo han hecho esfuerzos por interconectarse eléctricamente en atención a los beneficios como la ampliación de los mercados, la optimización y/o complementariedad en el uso de los recursos naturales, el aprovechamiento de economías de escala, la explotación de recursos compartidos y el mejoramiento de los niveles de seguridad de abastecimiento de suministro eléctrico.

En cuanto a experiencias exitosas de integración podríamos mencionar a la Unión Europea, donde existe una política energética común; el caso de la Nordic Power Exchange (NORDPOOL), integrado por Noruega, Suecia, Finlandia y Dinamarca o el de América del

Norte, cuya integración se basó en la firma del Tratado de Libre Comercio de América del Norte (NAFTA) constituido por los Estados Unidos, México y Canadá.

En Latinoamérica, la integración regional no tiene mayor adelanto; no obstante, los principales esfuerzos se han hecho desde la Comunidad Andina de Naciones (CAN), que tiene como miembros a Perú, Bolivia, Colombia, Ecuador y a Chile como país asociado. Es así que con fecha 27 de setiembre de 2012, los países miembros suscribieron el Acta de Santiago, mediante el cual los ministros del Sistema de Interconexión Eléctrica Andina (SIEA) se comprometieron a lograr la interconexión regional de los países andinos, lo cual es un primer paso, ya que el objetivo final es crear un mercado eléctrico integrado, es decir, se buscaría la interdependencia energética entre los países miembros. Sin embargo, estos esfuerzos habrían quedado paralizados a la fecha.

No obstante, lo indicado, nuestro país cuenta con la experiencia de interconexión a Ecuador, la cual ha servido para importar y exportar electricidad en periodos de emergencia de ambos países. Asimismo, ha habido un intento frustrado de interconexión a Brasil, que tuvo como principal oposición la contaminación ambiental que generaría en nuestro país. Como se sabe, en la selva de nuestro país estaba proyectada la ejecución de la Central Hidroeléctrica de Inambari, la cual iba a tener una potencia instalada de 2200 MW, pero no se llevó a cabo por el probable perjuicio ambiental, que originaría la inundación de extensa vegetación lo que generaría emisiones de carbono y metano.

De otro lado, en relación con la interconexión eléctrica entre el Perú y Chile, los estudios desarrollados en el año 2014 por el SIEA adscrito a la CAN, planteaban dos alternativas de integración eléctrica:

- La primera opción es desarrollar una línea de 50 kilómetros en 220 kV, desde Tacna a Arica, que entraría en operaciones en el 2017 y requeriría una inversión de US\$ 55 millones, lo cual permitiría transmitir 460 MW y generaría un beneficio por US\$ 115 millones.
- Una segunda opción es una interconexión en corriente continua de 1.000 MW desde Moquegua al centro de Chile, que entraría en operación el 2020 y requiere US\$ 725 millones de inversión. Esta segunda alternativa necesitará dos líneas de 500 kV y otra de 220 kV.

Por tanto, de darse una interconexión entre Chile y Perú, consideramos que esta exportación de electricidad podría aumentar el consumo del gas del GSP, sea usándose las centrales térmicas existentes, o probablemente creándose nuevas centrales térmicas a gas natural o promoviendo las centrales hidroeléctricas, esto en atención a que el consumo de una futura exportación chilena sería de 460 MW o de 1000 MW.

Asimismo, hay que tomar en cuenta que un contrato con Chile es un hecho que sería de mediano o largo plazo, probablemente por un periodo mínimo de diez años, por lo que la cantidad de generación eléctrica en Perú debería garantizar esta capacidad. De otro lado, la sola obtención de los permisos y autorizaciones necesarios para materializar la interconexión, además del acuerdo entre ambas naciones podría demandar aproximadamente entre dos a tres años; si a ello se le agrega una etapa de construcción de tres años adicionales estaríamos hablando de un periodo de aproximadamente cinco a seis años, para que se materialice.

En atención a ello, tomando en cuenta que las reuniones y acercamientos entre ambas naciones para este acuerdo han quedado paralizados y asumiendo que el proceso podría comenzar en el año 2018 como mínimo, no veríamos plasmarse una exportación con el país vecino sino por lo menos hasta el 2023 o el 2024.

Ahora bien, una exportación de electricidad podría incrementar el costo marginal de la electricidad del Perú (como en todos los sectores y mercados, la exportación de un producto implica que, en principio, el precio de este aumente para el mercado interno), en la medida que los dos sistemas se integren (es decir, el SEIN y el SING) máxime considerando que los sistemas de interconexión no están exentos de la congestión en transmisión, lo que tendría que analizarse y trasladarse a los costos, de ser el caso.

No obstante, la integración de los sistemas no se logra en una primera etapa de interconexión, sino que esta comienza por el uso frecuente de contratos bilaterales, que, a través de escenarios de contabilidad separada, trasladan el incremento de costos marginales a la tarifa que se cobra en la exportación, siendo esto así la población peruana no se vería perjudicada, ejemplo de ello es la interconexión antes mencionada con Ecuador.

Asimismo, coincidimos con el Ing. Espinoza en que debería aprovecharse la interconexión con el Ecuador, para importar electricidad al país, tomando en cuenta que este país tiene excedentes en el momento, debido a las varias centrales hidroeléctricas en operación y por ejecutar, con la

finalidad de abastecer al norte peruano de energía, e ingresar mayor energía al SEIN, lo cual sumaría mayor capacidad de generación la cual podría ser de ayuda en un proyecto de exportación a Chile.

Estas alternativas de lograr acuerdos bilaterales de interconexión de electricidad con Chile y Ecuador generarán mayor seguridad energética pues no solo va a significar en el caso con Chile una mayor demanda que viabilizará el GSP, sino que la exportación de energía eléctrica implica la posibilidad de una complementariedad entre países trasladando excedentes de una manera eficiente. Además, si ya existe una voluntad de los países andinos de interconectarse, y que en estos últimos años se han estado analizando varios proyectos de interconexión eléctrica como el de Bolivia y Argentina, nuestro país no debería quedar rezagado, máxime si tenemos costos más competitivos debido a nuestro gas natural y el gran potencial hidroeléctrico.

Finalmente, considerando que un sistema con energías renovables (como el existente en el norte chileno) necesita el complemento de centrales térmicas o hidroeléctricas (centrales de base) que le aporten energía reactiva para otorgar seguridad al sistema, ya que las renovables no cuentan con este componente de energía, la generación térmica que proviene del Perú podría jugar tal rol complementario, considerando su demanda creciente.

2.4 Central Térmica de Quillabamba

El proyecto tendrá una central termoeléctrica con una capacidad de 200 MW, de ciclo simple, la cual operará con gas natural, con la finalidad de conectarse al SEIN, deberá contar, en adición a la propia planta de generación, con una subestación eléctrica de 13,8 kV /220 kV, una línea de transmisión de 220 kV de aproximadamente 35 km, la ampliación de las celdas de llegada de la Subestación Eléctrica de Suriray, entre otras obras de infraestructura necesarias para su operación. Asimismo, deberá contar con instalaciones que permitan su conexión al GSP.

El proyecto de la Central Térmica de Quillabamba tiene como objetivo diseñar un esquema que promueva la participación de inversionistas privados que se comprometan a diseñar, construir, operar, mantener y financiar una planta de generación termoeléctrica, cumpliendo determinados requisitos técnicos, financieros y legales.

Para estos efectos el Estado, a través de Proinversión convocó a un concurso público internacional para transferir al sector privado el desarrollo del proyecto Central Térmica de

Quillabamba, que consiste en la construcción de una planta termoeléctrica de 200 MW de capacidad, que estará ubicada en la localidad de Quillabamba, región de Cusco. Esta capacidad de 200 MW equivale a un consumo de gas natural de aproximadamente 48 MMPCD, lo cual se calculó haciendo un equivalente con las centrales de Kallpa, que para 1.000MW consumen aproximadamente 240 MMPCD.

No obstante, la importancia del referido proyecto, actualmente la licitación en mención se encuentra suspendida. Como se recuerda, en febrero de 2017, Proinversión había determinado que la presentación de ofertas y buena pro de esta licitación debía realizarse luego de 30 días calendario de que esa entidad gubernamental realizara la entrega de la versión final del contrato de concesión, es decir, el 31 de mayo de 2017. Según la última circular del Comité de Proinversión en Proyectos de Energía e Hidrocarburos, se ha aprobado la reprogramación de todas las actividades del cronograma de la licitación, la que se comunicará oportunamente.

En ese sentido, se sabe que la postergación del proceso para adjudicar la referida central térmica está vinculada a la situación de exceso de oferta en la capacidad de generación de electricidad por la que atraviesa actualmente el país. Cabe recordar que, en enero último, el Minem reconoció que en el país había un margen de reserva excedente en la capacidad de generación eléctrica, que llegaba a cerca del 50%, cuando lo razonable sería del 20%.

Asimismo, es relevante precisar que este proyecto solo tiene sentido con el GSP en operación, puesto que no es un central térmico dual (solo está pensada para gas) y sumado el exceso de oferta de electricidad actual no tiene mucho sentido construirla ahora. No obstante, si el GSP vuelve a considerarse, también debería tomarse en cuenta en paralelo la ejecución de este proyecto, que tenía un plazo proyectado de concesión de 20 años, con una inversión de 180 millones de dólares y con un periodo de construcción de 30 meses (Gestión 2015), sobre todo teniendo en cuenta, como se ha explicado, que la demanda de electricidad se incrementará en los años venideros, siendo el 2024 un punto de quiebre en el que se requerirá que el nodo funcione con gas natural para no incrementar los costos de generación con un combustible más caro como el diésel.

2.5 Industrias en el Sur

En relación con la industria del sur, es necesario señalar que el sur es una región minera por excelencia, por lo que en ese sentido debería promoverse la reactivación de proyectos mineros, para poder incrementar la demanda de energía en la zona sur. Asimismo, existen otras empresas que podrían consumir gas natural; por ejemplo, las cementeras como Cementos Yura y Cementos del Sur, o las de otros rubros como Industrias Cachimayo S.A.C. en el Cuzco.

No hay que perder de vista que estas empresas en lugar de gas natural consumen diésel, un combustible menos económico. En efecto, si tenemos en cuenta que para poder obtener 1 MMBTU se necesitan aproximadamente 7,3 galones de diésel (Ramírez 2005) y que el galón de diésel a la fecha tiene un costo mínimo de S/ 7,06 el galón o S/. 7,42¹⁵ (dependiendo de si se trata de diésel para uso vehicular o para otros usos), tenemos que:

1 MMBTU < > 7,3 galones de diésel B5 UV x 7,06 soles/galón = 51,54 soles = 15,76 dólares¹⁶

1 MMBTU < > 7,3 galones de diésel B5 x 7,42 soles/galón = 54,17 soles = 16,57 dólares

Es decir, tomando como referencia las unidades de calor, el diésel vehicular y el diésel para otros usos, se encuentra actualmente a 15,76 \$/MMBTU y 16,57 \$/MMBTU. Por tanto, la entrada del GSP será rentable para las industrias del sur, en la medida que el gas natural ofrecido por este sea inferior a los montos antes mencionados. Asimismo, el costo de pagar la conversión de combustible para vehículos y maquinarias será viable y pertinente en la medida que la diferencia de precios sea mayor.

Al respecto, conforme se analizará a detalle en el capítulo siguiente al referirnos a la tarifa de gas natural, dicha tarifa siempre resultará competitiva, en comparación al diésel, en la medida que el GSP transporte una capacidad mínima de 404 MMPCD. Efectivamente, bajo dicho presupuesto, el precio de gas en el punto de entrega (precio de gas en boca de pozo más tarifa de transporte, sumado a una tarifa de distribución) sería como máximo de 10,5 US\$/MMBTU (3 US\$/MMBTU correspondiente al precio de gas en boca de pozo, más 6,5 US\$/MMBTU correspondiente a la tarifa de transporte, más 1 US\$/MMBTU de tarifa de distribución), con lo

¹⁵ Estos precios corresponden a la Planta de Venta de Petroperú en Ilo. Han sido obtenidos de la publicación de *Lista de precios de combustibles de Petroperú* al 20 de diciembre de 2017. Tomado de <https://www.petroperu.com.pe/UpLoad/UpLoaded/PDF/COMB-52-2017.pdf>.

¹⁶ Para la conversión de soles a dólares, se tomó una tasa de cambio de 3.5, ello teniendo en cuenta que en el año 2017 el dólar fluctuó en dicho tipo de cambio y que conforme a Macroconsult la proyección en dicha cifra se mantendría (<https://elcomercio.pe/economia/peru/dolar-perspectivas-tipo-cambio-noticia-454886>).

cual resultaría del todo conveniente que las industrias cambien el uso de diésel por gas natural; de igual manera a los vehículos también les convendría cambiar el diésel por gas natural.

De otro lado, vale la pena destacar, como indica el Ing. Espinoza, que otra industria que beneficiaría el GSP es el desarrollo de la industria del hierro, tomando en cuenta los abundantes recursos de hierro de la zona sur (6.000 millones de toneladas), ubicados en Marcona, Cusco y Apurímac (Universidad Nacional del Santa, s.f.). Es así como, el ingreso del GSP a esta zona llevaría el metano como insumo con lo cual el concentrado de hierro se volvería hierro esponja, un insumo con mayor valor agregado que el concentrado.

El hierro esponja se puede producir por reducción directa, utilizando el gas natural como agente reductor, el referido proceso se efectúa con el CO y H₂ (gas de síntesis), el cual proviene de la reformación del gas natural seco, principalmente metano. Es así como, no solo se logra un producto con mayor valor agregado, sino que la obtención de este producto a partir del gas natural reduce las emisiones de CO₂ al omitir el proceso de coquificación vía alto horno (Gálvez 2014). Siendo ello así, esta industria podría constituirse en una nueva demanda para el GSP y a su vez representaría una posibilidad para que el Perú desarrolle la industria metalmeccánica, una vez que cuente con profesionales y mano de obra calificada, como ya lo hacen países desarrollados como es el caso de Corea del Sur, cuya fabricación de automóviles (80%) se hace con la compra de los minerales peruanos que ellos convierten después en hierro esponja (Primero Perú 2013).

Capítulo V. Análisis de necesidad de mecanismos que compensan falta de demanda

1. Descripción del mecanismo de ingresos garantizados

El artículo 1 de la Ley N° 29970, Ley que Afianza la Seguridad Energética y Promueve el Desarrollo del Polo Petroquímico en el Sur del País, publicada el 22 de diciembre de 2012 (en adelante, la Ley LASE) declaró de interés nacional la implementación de medidas para el afianzamiento de la seguridad energética del país mediante la diversificación de fuentes energéticas, la reducción de la dependencia externa y la confiabilidad de la cadena de suministro de energía, estableciendo que esta última es asumida por toda la demanda que es atendida por el sistema nacional.

El numeral 1.2 del citado artículo 1 prevé textualmente que:

1.2 La confiabilidad de la cadena de suministro de la energía para el mercado nacional tiene prioridad y es asumida por toda la demanda que es atendida por el sistema nacional. El Ministerio de Energía y Minas, en coordinación con OSINERGMIN, establece la forma y oportunidad en que los usuarios del sistema energético utilizan y pagan las instalaciones adicionales a dicho sistema en el ámbito de la presente Ley.

Por su parte, el artículo 2° de la Ley LASE dispuso que las empresas encargadas de implementar los proyectos de suministro de gas natural y líquidos de gas natural para el afianzamiento de la seguridad energética, en el marco de dicha ley, pueden ser beneficiarias del mecanismo de ingresos garantizados, cuya aplicación tiene en cuenta los siguientes principios:

- Recuperación del costo del servicio ofrecido por el inversionista en el período de recuperación y según lo estipulado en el contrato de concesión.
- La suma actualizada de los ingresos garantizados anuales, considerando la tasa de descuento señalada en el contrato de concesión, debe permitir la recuperación del costo del servicio en el período de recuperación.
- Los ingresos garantizados anuales son cubiertos mediante (i) los recursos provenientes de la prestación del servicio de transporte, cuando corresponda, (ii) los recursos pagados por los concesionarios de los sistemas de transporte existentes y que operen en paralelo (en forma de “loop”) al nuevo sistema, de acuerdo con la capacidad utilizada; y (iii) los ingresos provenientes del cargo adicional al peaje del Sistema Principal de Transmisión, denominado Cargo por Afianzamiento de la Seguridad Energética (CASE).

Los agentes del sector eléctrico que recaudan el CASE transfieren dicho cargo a los concesionarios beneficiarios según lo que establezca Osinergmin, en su calidad de administrador del mecanismo de ingresos garantizados.

Asimismo, mediante artículos 9 y 16 del Reglamento de la Ley LASE, se determinó la composición del ingreso garantizado anual (IGA) según se trate del desarrollo de los Sistemas de Transporte de Gas Natural (STG) y líquidos de gas natural (STL) dentro de la zona de seguridad, y del sistema de transporte de gas natural por el GSP, estableciéndose que el CASE servirá para cubrir el déficit del IGA respecto del desarrollo del STG y del GSP.

De lo expuesto, se aprecia que el CASE de este sistema integrado, como cargo adicional al peaje unitario por conexión al sistema principal de transmisión, tiene por finalidad dotar de recursos que cubran el IGA del concesionario, tanto respecto del desarrollo del STG como del desarrollo del GSP; ya que, conforme al numeral 9.2 del artículo 9° del Procedimiento MIG, los generadores y distribuidores eléctricos actúan como empresas recaudadoras. De otro lado, el artículo 10° del Reglamento de la Ley LASE dispone que las tarifas por el Servicio de Seguridad del STG, a cargo de los generadores eléctricos que atienden el mercado nacional, serán compensadas por el CASE, según los procedimientos aprobados por Osinergmin.

No podemos dejar de mencionar que mediante la reciente Ley N° 30543, de fecha 02 de marzo de 2017, el Gobierno dispuso dejar sin efecto el cobro del CASE, fijado en la Resolución N° 074-2016-OS/CD; asimismo, esta norma deja sin efecto la aplicación del cargo por sistema de seguridad energética en hidrocarburos (tarifario SISE) y la tarifa regulada de seguridad (TRS), fijados en la Resolución N° 070-2016-OS/CD. De igual manera, mediante Resolución N° 206-2017-OS-CD se ha aprobado el procedimiento para la devolución de los pagos efectuados por los conceptos de CASE, cargo tarifario SISE y TRS.

Teniendo en cuenta el referido marco normativo sobre el MIG, que estuvo siendo aplicado al GSP, es importante mencionar que dicho mecanismo califica como una opción de financiamiento denominada, a nivel comparado, como ingresos mínimos garantizados.

Según Flores (2014), los ingresos mínimos garantizados tienen un origen bastante remoto, y son precisamente uno de los mecanismos a que han acudido distintos ordenamientos jurídicos con el objetivo de incentivar la construcción y provisión de obras públicas, en forma directa o a través del sistema de concesiones administrativas.

En el plano normativo, los ingresos mínimos garantizados se configuran como un mecanismo de distribución de riesgos, previsto opcionalmente en las bases de licitación de los contratos de concesión de obra pública que tienen por objeto caucionar la inversión realizada por el concesionario previniendo la falta de rentabilidad o de retorno en la explotación de una determinada obra pública. Su finalidad específica consiste en permitir una adecuada distribución de los riesgos entre el concesionario y el Estado. La aceptación de dicho mecanismo obliga al concesionario a permitir la participación del Estado en los ingresos obtenidos en exceso del régimen tarifario.

Agrega Flores (2014) que «[e]n la mayoría de los proyectos, se contemplan los ingresos mínimos garantizados, como un mecanismo para evitar o reducir el riesgo originado por la incertidumbre en el tráfico de usuarios que pagan la tarifa o el peaje por el servicio prestado por el concesionario. La aceptación de dicho mecanismo implica que el Estado pagará una cantidad de dinero, generalmente durante la etapa de explotación de la concesión, en cuotas periódicas fijadas en referencia a alguna unidad de valor, y a su vez, obliga al concesionario a participar con el Estado los ingresos obtenidos en exceso del régimen tarifario previsto en las bases de licitación. Los ingresos mínimos garantizados, generalmente, tienen por objeto cubrir la diferencia entre los ingresos efectivamente percibidos por el concesionario con los ingresos potenciales previstos o esperados consignados en la oferta económica del proyecto».

En el mismo sentido, refiere que los ingresos mínimos garantizados, generalmente, se establecen en aquellos proyectos que llevan ínsita una contingencia en el flujo efectivo de usuarios, que no depende del concesionario estimar o controlar, ya que él solo se limita a proyectar el flujo esperado de usuarios tomando en consideración la información proporcionada por la autoridad concedente del proyecto. De este modo, los ingresos mínimos garantizados se contemplan en los proyectos que suponen un flujo constante y permanente de usuarios, pero cuya cantidad y regularidad de uso son, *a priori*, inciertas, tales como los proyectos de autopistas urbanas e interurbanas, los aeropuertos.

Flores (2014) afirma que la Contraloría General de la República de Chile señala que los ingresos mínimos garantizados constituyen un mecanismo que permite distribuir los riesgos originados por la incertidumbre en el flujo de pasajeros embarcados en la concesión durante la etapa de explotación, de modo que, si son inferiores, el Estado paga la diferencia.

Entonces, de lo analizado hasta aquí los ingresos mínimos garantizados se contemplan en proyectos que, si bien cuentan o pueden potencialmente contar con un flujo constante o permanente de usuarios, representan una demanda incierta. Partiendo de dicho concepto, consideramos que en el caso en concreto el MIG estaría perfectamente justificado en el caso del GSP de comprobarse que existe una demanda incierta para la viabilidad de este.

Siendo ello así, resulta indispensable proceder con las respectivas mediciones de la demanda, conforme a las fuentes que dan lugar a esta, las cuales han sido previamente detalladas en el presente trabajo de investigación. Ello resulta necesario puesto que deberemos calcular a cuánto asciende la totalidad de demanda considerando la sumatoria de todas esas fuentes existentes para determinar si la demanda es suficiente para que el ducto del GSP pueda operar a su máxima capacidad o si, por el contrario, aún con toda esa demanda existente, es aún insuficiente o incierta. De ser este el caso, consideramos que es procedente y conveniente que el Estado analice y reconsidere la opción de que el MIG cubra, ficticiamente, la demanda inexistente, con miras a que este proyecto de gran envergadura logre la viabilidad necesaria.

Por lo expuesto, a continuación, procederemos a realizar el cálculo y mediciones con respecto a la oferta del gas natural y las fuentes de demanda de dicho hidrocarburo, conforme a lo que ha sido previamente analizado en el presente trabajo de investigación:

1.1 Oferta del gas natural

Como ya hemos analizado, el GSP necesita para sus 30 años de concesión un total de 5,48 TCF como mínimo operando a máxima capacidad, conforme al siguiente detalle:

$$500 \text{ MMPCD} \times 365 \text{ días} \times 30 \text{ años} = \mathbf{5,48 \text{ TCF}}$$

Siendo que como se indicó anteriormente, el propietario del Lote 58 cuenta con 3,9 TCF, y los propietarios los lotes 88 y 56 cuentan con 1 TCF, mientras que el lote 57 tiene 1,7 TCF para el GSP (asumiendo que estas reservas pueden ser utilizadas en el proyecto), se puede concluir que tenemos 6,6 TCF, es decir más de 6 TCF de oferta en total, lo que cubre en exceso el gas natural que se necesita, en tanto supera los 5,48 TCF previamente calculados. No obstante, cabe precisar que a medida que se incremente la demanda del GSP, se hará más rentable invertir en proyectos de exploración de gas natural, en la medida que, de encontrarse yacimientos, ya tendrían un mercado, por lo que es muy probable que se incrementen a futuro las reservas de gas.

1.2 Demanda del gas natural

De acuerdo con el análisis que hemos realizado en el presente trabajo de investigación, a continuación, en la tabla 10, se resume cada fuente de demanda identificada, así como el total de gas natural que consumiría cada una de ellas:

Tabla 10. Demanda probable del GSP

Demanda probable del GSP	Cantidad (MMPCD)
Nodo energético	100
Central Térmica de Quillabamba	48
Minería e industria	60
Petroquímica del metano	100
Exportación de electricidad a Chile (proyecto de 400 MW)	96
Total	404

Fuente: Elaboración propia, 2017.

Es pertinente señalar que la demanda de la exportación de electricidad se calculó haciendo una equivalencia con la demanda máxima de gas para el nodo energético, ya que si para despachar 1.000 MW se consumirían 240 MMPCD; por ende, para exportar 400 MW se consumirían 96 MMPCD. No obstante, en la tabla 10, no se ha tomado la máxima demanda del nodo energético, sino una cifra conservadora de 100 MMPCD, en atención a lo explicado en el referido acápite¹⁷. De otro lado, para la demanda de minería e industria, se ha tomado como demanda en este rubro, la cantidad de 60 MMPCD, casi la mitad de los 116,58 MMPCD, que es el consumo industrial del ducto de TGP a setiembre de 2013 (Osinergmin 2013).

Tomando en cuenta que la demanda total del GSP, para hacer viable el proyecto, debería cubrir 500 MMPCD (cantidad prevista en el contrato de concesión como demanda mínima garantizada); por lo que se puede concluir que, de darse la ejecución de los proyectos mencionados en el cuadro precedente, a la vez, habría un déficit de 96 MMPCD respecto a la capacidad mínima garantizada del proyecto.

No obstante, es poco probable que toda esta demanda se llegue a efectivizar pues, como hemos indicado previamente, no nos encontramos en el mejor escenario para atraer proyectos de

¹⁷ Como se mencionó en el acápite del nodo energético, la demanda promedio del nodo, a partir de 2028, sería poco más de 200 MMPCD y no de 100 MMPCD como se ha estimado para efectos de cálculo, lo cual, se da en atención a que el promedio de demanda entre el 2023 y 2028 fue de aproximadamente 83 MMPCD.

petroquímica al Perú. Igualmente, no necesariamente se va a materializar la interconexión eléctrica con Chile, puesto que ninguno de los dos gobiernos (peruano y chileno) han dado recientes muestras de interés para para tales efectos.

En el mismo sentido, si bien estimamos que la licitación del proyecto debería atraer nuevas industrias en el sur del país, lo cierto es que, como nos ha referido el Ing. Butrón, actualmente en dicha región existe poca industria que pueda consumir gas, pues incluso la minería ha tenido un impacto negativo en los últimos años como consecuencia de la caída de los precios de los minerales y ciertos conflictos sociales.

Sin embargo, como analizamos en el acápite de nodo energético, indefectiblemente se proyecta un aumento en la demanda de electricidad, la cual necesita de la entrada del GSP como máximo en el 2024 a fin de que pueda ser atendida de manera eficiente. Sobre el particular, es importante mencionar que, si el Perú tiene actualmente un exceso de oferta de electricidad, ello se debe a que no se cumplieron las proyecciones de demanda que se hicieron en los últimos años, lo cual tiene principalmente como origen la paralización de proyectos mineros en el país en los últimos años, debido a problemas sociales y a demoras en la aprobación de las certificaciones ambientales respectivas¹⁸.

1.3 Tarifa

Con la finalidad de poder calcular la tarifa de transporte del futuro GSP, se ha elaborado la tabla 11 sobre la base de información aproximada de lo que costaría un ducto de este tipo. Para los referidos cálculos de tarifa, se ha tomado los costos de inversión por tramos señalados en el contrato de inversión celebrado entre el Consorcio Gasoducto Sur Peruano y el Estado peruano, representado por Proinversión. Para estos efectos, se ha considerado solo los tramos A1 y A2, obviando el Tramo B, ya que este representa el tramo de seguridad que no está directamente relacionado con el GSP, sino que tiene más relación con la redundancia al ducto que existe de TGP. Siendo así, los costos de estos tramos son los siguientes:

- Costo Tramo A1: US\$ 1.219.881.623

¹⁸ En este punto es conveniente señalar que, si bien ya se habían dado avances en simplificación administrativa, en el presente gobierno se han dado paquetes normativos para simplificación de trámites. Asimismo, se han efectuado cambios a los reglamentos ambientales de minería y energía, así también se resalta el papel de una entidad autónoma, como el Servicio Nacional de Certificación Ambiental para las Inversiones Sostenibles (Senace), que está trabajando y logrando el cumplimiento de evaluación de las certificaciones ambientales en los plazos establecidos. Finalmente, la citada entidad este año ha recibido un premio en atención a la implementación y ejecución de la Certificación Ambiental Global, la cual agrupa en un solo trámite el EIA y otros permisos de otras entidades (como Osinergmin, el Servicio Nacional de Áreas Naturales Protegidas por el Estado - Sernanp, el Organismo de Supervisión de los Recursos Forestales - Osinfor, la Autoridad Nacional del Agua - ANA, etc.), lo cual representa un gran avance.

- Costo Tramo A2: US\$ 2.274.787.916

No obstante, según el *Informe mensual de supervisión y fiscalización a enero de 2017 del Proyecto GSP*, elaborado por la División de Supervisión de Gas Natural del Osinergmin (Osinergmin, 2017), se indica que los avances de los tramos A1 y A2, fueron de 13,36% y 0,28% respectivamente. En razón a ello, los costos de los tramos A1 y A2 por ejecutar o pendientes son el 86,64% y el 99,72% de los costos antes reseñados, los cuales se presentan a continuación:

- Costo Tramo A1 pendiente: US\$ 1.056.905.438,2
- Costo Tramo A2 pendiente: US\$ 2.268.418.509,8

Por tanto, para efectos de nuestra investigación, tomaremos como CAPEX la sumatoria de los montos pendientes antes señalados, lo cual equivale US\$ 3.325.323.948; siendo que para los cálculos redondearemos este CAPEX a US\$ 3.325 millones. Asimismo, se ha considerado un OPEX igual al 4 % del CAPEX¹⁹, así como una tasa de descuento de 12%²⁰.

Tabla 11. Datos comunes del Gasoducto Sur Peruano

Datos Comunes del Proyecto Gasoducto Sur Peruano	
Años de construcción	3 años
CAPEX (millones de dólares)	3325
OPEX anual (4% del CAPEX) (millones de dólares)	133
Depreciación	10 años lineal
Impuesto a la Renta	29,5%
Tasa de descuento (TD)	12%
Tasa interna de retorno (TIR)	13%

Fuente: Elaboración propia, 2017.

Asimismo, se presenta la tabla 12, donde se han formulado seis escenarios en atención a una combinación de los datos de la tabla 10 antes mostrada:

¹⁹ Una manera de obtener una indicación temprana de los costos operativos y de mantenimiento previstos para un sistema de tuberías es asumir que el OPEX anual será un porcentaje del total de la inversión de capital para el sistema, normalmente en un rango de 3 % a 5 %, tomando en cuenta que para el GSP se consideró un OPEX del 4%. Tomado de la página 97 del informe: *Diseño preliminar y costos de los proyectos seguridad energética y Gasoducto Sur Peruano*, de diciembre de 2013, elaborado por Wood Mackenzie para Proinversión.

²⁰ Según el Reglamento de Transporte de Hidrocarburos por Ductos la tasa de descuento o tasa de actualización es de 12%.

Tabla 12. Escenarios de demanda del Gasoducto Sur Peruano

Escenarios	Características (instalaciones consideradas)	Volumen por transportar (MMPCD)
1	Nodo energético + minería e industria	160
2	Nodo energético + minería e industria + Central Térmica Quillabamba	208
3	Nodo energético + minería e industria + Central Térmica Quillabamba + exportación de electricidad	304
4	Nodo energético + minería e industria + Central Térmica Quillabamba + Petroquímica del Metano	308
5	Nodo energético + minería e industria + Central Térmica Quillabamba + exportación de electricidad + Petroquímica del Metano	404
6	Capacidad mínima garantizada	500

Fuente: Elaboración propia, 2017.

Siendo ello así, las tarifas probables de transporte como el valor actual neto (VAN) en cada escenario, se muestran en la tabla 13 que se presenta a continuación:

Tabla 13. Tarifa de transporte y VAN en los escenarios de la tabla 12

	Escenarios					
	1	2	3	4	5	6
Volumen por transportar (MMPCD)	160	208	304	308	404	500
Tarifa (\$/mcf)	15,8	12,2	8,3	8,2	6,3	5,1
Tarifa (\$/MMBTU)	16,3	12,6	8,6	8,4	6,5	5,3
VAN (millones de dólares)	597,36	623,10	584,49	590,93	643,48	656,35

Fuente: Elaboración propia, 2017.

Como se observa de la tabla 13 antes presentada, la tarifa de transporte fluctúa entre 16,3 y 5,3 US\$/MMBTU, este último es el precio para la demanda mínima garantizada. Siendo así, el precio de transporte para el GSP es un precio mucho mayor al precio de transporte de TGP que es de aproximadamente 1 US\$/MMBTU. En ese sentido, esto podría ser un factor determinante para que nuevas industrias no apuesten por consumir gas del GSP, sino que sigan ubicándose alrededor de Lima; no obstante, como se verá más adelante para las industrias que ya estén en el sur aun con este precio de transporte el consumo de gas natural será más económico que usar su sustituto el diésel.

En el caso de la generación eléctrica que se ubique en el sur ya no tendría inconvenientes con la tarifa de transporte en atención al cargo por desconcentración de la generación eléctrica que detallaremos en los siguientes párrafos. Sin embargo, otras industrias del sur sí tendrían esta diferencia de precio de transporte puesto que, si bien mediante Decreto Supremo N° 036-2010-EM se creó la Tarifa Única de Transporte de Gas Natural (TUTGN), que consiste en equiparar los precios de transporte de los ductos de gas natural a través de compensaciones entre los precios de los concesionarios de transporte, esta equiparación de precios a la fecha no se hace efectiva, y es poco probable que ello se dé, pues requeriría negociar con el concesionario TGP, empresa que no estaría conforme en realizar esta compensación. Por tal motivo, no tomaremos en cuenta la TUTGN al analizar precios para industrias.

Finalmente, para tener un panorama completo de cuánto sería el precio total que pagaría un consumidor del GSP, mostramos la tabla 14 con los precios de gas en boca de pozo de la oferta de gas, haciendo un comparativo entre los precios de Camisea para Lima y un precio supuesto para el GSP de los lotes de Camisea, así como un precio probable del lote 58 de CNPC.

Tabla 14. Precio supuesto de gas en boca de pozo para el GSP

Oferta de Gas	Precio del gas en Boca de Pozo (US\$/MMBTU) para la Costa	Precio del gas en Boca de Pozo (US\$/MMBTU) para el GSP (Supuesto)
Camisea para consumo interno (Lote 88 y Lote 56)	Para GG.EE: 1,8	Para GG.EE: 1,8 (Ley LASE)
	Para otras industrias: 3,0	Para otras industrias: 3.0
	Otros: precio libre	
CNPC (Lote 58)	---	Para GG.EE: 1,8 (Ley LASE) Para otras industrias: 3.,

Fuente: Elaboración propia, 2017.

Como se observa para el precio de gas a transportar por el GSP de los lotes 88 y 56, en caso sea destinado para la generación eléctrica, se ha supuesto un precio de 1,8 US\$/MMBTU, es decir, en la práctica tendrían los mismos beneficios que tienen los generadores de Lima. Es pertinente señalar que este beneficio no se daría por una modificación de una cláusula contractual de los respectivos contratos de licencia, sino en atención al mecanismo de compensación de costos de gas natural, aprobado por Resolución Ministerial N° 124-20016-MEM-DM, el cual desarrolla un mecanismo para compensar las diferencias entre los precios de gas natural entre los generadores de Lima y los que se ubiquen eventualmente en la zona sur o norte, al amparo de la Ley LASE. El referido mecanismo consiste en un cargo adicional al peaje de transmisión eléctrica

denominado cargo por desconcentración de la generación eléctrica. Esta compensación al precio del gas natural para los generadores eléctricos incluye el suministro en boca de pozo, el transporte y la distribución por red de ductos.

Del mismo modo, si bien no existe un beneficio del gas del proyecto Camisea para la industria del sur, consideramos que en atención a la competencia que se dará, al tener los industriales la posibilidad de comprar gas del Lote 58 de CNPC, hemos supuesto un precio de pozo de 3 US\$/MMBTU, que es igual al precio que el Consorcio Camisea les ofrece a las empresas de Lima.

De otro lado, en cuanto al gas ofertado de CNPC para el GSP, el precio para los generadores eléctricos del sur, al amparo de la Ley LASE, tendrá el beneficio de igualar el precio de Lima, en atención al cargo por desconcentración de la generación eléctrica. Asimismo, en caso de CNPC decida vender a las industrias del sur, consideramos que es probable que planteen un precio similar al que las industrias de Lima compran el gas al Consorcio Camisea, es decir, hemos supuesto un precio de 3 US\$/MMBTU.

Con las tablas antes presentadas, se puede concluir que, en el supuesto que se tenga el GSP operando a la capacidad mínima garantizada para ser rentable, es decir 500 MMMPCD (escenario 6), estimamos que la tarifa sería de aproximadamente 5,3 US\$/MMBTU.

Sin embargo, es poco probable que se dé un escenario 6, por lo cual en la tabla 12 se plantearon cinco escenarios adicionales:

- El escenario 1: considera la demanda del nodo energético más la demanda de la minería e industria del sur peruano.
- El escenario 2: Considera la demanda de las instalaciones del escenario 1 más la construcción de la Central Térmica de Quillabamba.
- El escenario 3: Considera la demanda de las instalaciones del escenario 2 más una exportación de electricidad al vecino país de Chile.
- El escenario 4: Considera la demanda de las instalaciones del escenario 2 más una construcción de una Planta Petroquímica del Metano.
- El escenario 5: Considera la demanda de las instalaciones del escenario 2 más una exportación de electricidad al vecino país de Chile y sumado a una construcción de una Planta Petroquímica del Metano.

Es decir, se han planteado escenarios considerando probables ocurrencias, ya que podría determinarse que no se construya la Central Térmica de Quillabamba en atención a el exceso de capacidad de generación eléctrica actual del país, o que el Gobierno opte por una petroquímica, y no por una exportación de electricidad, o viceversa.

En atención a los escenarios antes mencionados, se puede verificar que la tarifa de transporte fluctuaría entre 5,3 y 16,3 US\$/MMBTU (en el peor de los escenarios). Asimismo, se evidencia que los valores actuales netos (VAN) de cada escenario son positivos, lo que hace rentable el proyecto.

Es importante acotar, que como se mostró en la tabla 14, el precio en boca de pozo del gas del Proyecto Camisea para el consumo interno en la costa es para los Generadores Eléctricos (GG.EE) de 1,8 US\$/MBTU, de 3 US\$/MBTU para los industriales (consumidores iniciales) y para otras empresas no tiene un precio fijado. Siendo así, en la referida tabla, hemos asumido que el proyecto Camisea para generadores eléctricos del sur, amparados en la Ley LASE y en la Resolución Ministerial N° 124-20016-MEM-DM previamente comentada, venderá gas para el GSP al mismo precio que a las generadoras de Lima, tomando en cuenta el cargo por desconcentración antes referido. Del mismo modo CNPC, en aplicación de la referida compensación, ofertaría en la práctica a los generadores eléctricos del sur, a un precio de 1,8 US\$/MMBTU. Por ello, concluimos que los generadores eléctricos de gas natural no tendrían menores incentivos para ubicarse en el sur, pero siempre y cuando esas concesiones se den al amparo de la Ley LASE, ya que sus precios de gas, transporte y distribución serían equiparados en atención al cargo por desconcentración de la generación eléctrica.

No obstante, lo indicado para la industria de generación eléctrica en el sur, el panorama no sería el mismo para otras industrias, ya que como se señaló en la tabla 14 asumiendo un precio de gas en boca de pozo de 3 US\$/MMBTU y que el precio de transporte fluctuaría entre 5,3 y 16,3 US\$/MMBTU, se concluye que el precio en boca de pozo más la tarifa de transporte, estaría entre 8,3 y 19,3 US\$/MMBTU. Asimismo, a este precio habría que sumarle una tarifa supuesta de distribución que sería de aproximadamente 1 US\$/MMBTU²¹, por lo que el precio del gas natural en el punto de entrega para las industrias fluctuaría entre 9,3 y 20,3 US\$/MMBTU.

²¹ Cabe precisar que si bien todavía no existe, por el momento, un concesionario de distribución de gas natural en la zona sur, hemos asumido un precio aproximado a 1 US\$/MMBTU, esto en atención a haber tomado, de modo referencial, los precios que cobra Calidda (concesionario de distribución de Lima y Callao) a las categorías C, D y E, actualizados a enero 2018 (categoría C= 1,22 US\$/MMBTU, categoría D= 0,90 US\$/MMBTU, categoría E= 1,22 US\$/MMBTU). Se han considerado tales categorías tarifarias puesto que según el anexo 10-A del contrato de

Conforme a lo expuesto para otras industrias distintas a la generación eléctrica, el precio solo sería competitivo cuando la demanda de gas se acerque a 500 MMPCD, lo que demostraría que el MIG era un mecanismo necesario en la medida que garantizaba esta demanda mínima de 500 MMPCD, la cual, conforme a lo explicado, implicaba que la tarifa de transporte disminuya puesto que, a mayor volumen de gas a transportar, la tarifa que corresponde es menor. No hay que olvidar que para la demanda garantizada el precio del gas natural para las industrias del sur sería de 9,3 US\$/MMBTU, lo cual es muy inferior al costo del combustible alternativo (diésel B5) que como se señaló en el acápite “industrias en el sur” asciende a 15,76 US\$/MMBTU y a 16,57 US\$/MMBTU, dependiendo si es diésel vehicular o diésel para otros usos.

Asimismo, tenemos que inclusive en el escenario 5, para una demanda de 404 MMPCD, el precio de gas natural en el punto de entrega sería de 10,5 US\$/MMBTU (3 US\$/MMBTU precio de gas en boca de pozo más 6,5 US\$/MMBTU de tarifa de transporte y sumado a ello, 1 US\$/MMBTU precio supuesto de distribución), resultaría conveniente para los industriales del sur sustituir el diésel por dicho hidrocarburo.

En atención a los cálculos previamente detallados, concluimos que la demanda para cubrir la totalidad de la capacidad de transporte del GSP no es del todo certera. Consecuentemente, si a pesar de las proyecciones calculadas sobre las tarifas y sin perjuicio de los incentivos que sugerimos en el presente trabajo de investigación para promover los proyectos alrededor del GSP, el Gobierno tiene la decisión de relucitar este proyecto, se concluye que es del todo aconsejable contar con un mecanismo de ingreso mínimo garantizado, que sirva para cubrir la demanda incierta del proyecto, esto en la medida que la inversión para la construcción es considerable y no sería atractivo para un inversionista privado ser parte de este proyecto si la recuperación de su inversión con su respectiva ganancia es incierta.

Si a eso le sumamos, que la inversión que necesita este proyecto necesitará de considerables montos de financiamiento, evidentemente las entidades financieras no estarán predispuestas a respaldar dicha inversión si es que el proyecto no garantiza el retorno esperado.

En atención a lo expuesto, concluimos que para dotar de seguridad energética al sistema de transporte de gas natural y seguir contribuyendo al cambio de la matriz energética por

concesión del GSP “Listado de consumidores iniciales”, los consumos de las industrias del sur estarían entre 1 y 27 MMPCD, volúmenes que están dentro de las categorías antes mencionadas.

combustibles menos contaminantes (gas natural), el Estado debería reconsiderar la opción de incluir el MIG en la nueva licitación del GSP a fin de cubrir la demanda faltante incierta²².

Finalmente, es importante recalcar que, si bien este importe es cargado en el peaje de transmisión eléctrica, con lo cual el costo es asumido por todos los usuarios de electricidad, ello se justifica en que el beneficio redundará justamente en todos los consumidores toda vez que el mayor consumo de gas natural, en relación con el diésel, a largo plazo disminuirá el costo de la tarifa, sin perjuicio de otros argumentos existentes desde el punto de vista ambiental.

Ahora bien, en caso el Gobierno desee mantenerse firme en su opción de que el MIG no debe ser considerado para la viabilidad del proyecto, tal déficit de demanda (o de demanda firme) podría cubrirse con el cofinanciamiento estatal, aspecto que proseguiremos a analizar a continuación.

2. Financiamiento del proyecto con recursos públicos

Conforme hemos explicado, el proyecto era financiado, en parte, hasta hace unos meses con una subvención que era incluida en las tarifas de energía de los consumidores peruanos. Tras la eliminación de dicho mecanismo, el Gobierno tendría que cofinanciar el proyecto.

Al respecto, en la web de Proinversión, a la fecha, no existe más información sobre la estructuración que va a tener el proyecto ni el monto de inversión, sino que únicamente se indica que actualmente se encuentran en proceso de actualizar la información para la nueva licitación. Sin embargo, del resumen del proyecto, se aprecia que sería uno cofinanciado, lo cual es una decisión acertada por los motivos que se han detallado, en especial si es que no se contaría con el MIG.

Sin embargo, el que el proyecto sea cofinanciado implica un trámite prolongado hasta el otorgamiento de la buena pro del proyecto, ya que estará sujeto al procedimiento de Invierte Perú (anteriormente, SNIP); además, mientras que el MIG recurre a la financiación por parte de todos los usuarios eléctricos, esta alternativa recurre al presupuesto público del Estado peruano.

²² En este orden de ideas, cabe mencionar que el Ing. Butrón opina que, si ya se ha tomado la decisión gubernamental de impulsar este proyecto, el Estado debe brindar este tipo de respaldo (mecanismo de ingreso garantizado) pues se trata de una gran inversión a largo plazo y los consumidores iniciales no podrían pagar las elevadas tarifas que se tendrían que cobrar para que el proyecto recupere la inversión. Consecuentemente, el proyecto dejaría de ser competitivo sin el mecanismo.

En relación con lo mencionado, consideramos que el Estado debería evaluar cómo va a estructurar el cofinanciamiento, de tal manera que se eviten distorsiones en el mercado como consecuencia del otorgamiento de subsidios que puedan afectar a otras partidas presupuestales que no estén relacionadas con el sector energía y generen impacto en agentes o usuarios ajenos a dicho sector.

Sin perjuicio de ello, conforme hemos sustentado a detalle, debe fomentarse la demanda del referido proyecto, de tal manera que alcance volúmenes considerables a ser transportados y de esa forma, se logre reducir el monto a ser subsidiado a través del MIG. Si a eso le sumamos que hasta el momento la única demanda de gas garantizada para el proyecto materia de análisis solo es la del nodo energético, que no cubre más que el 44% de la demanda de capacidad total del nuevo ducto a licitarse (asumiendo que el nodo opere a máxima capacidad, lo cual no necesariamente se dará puesto que dependerá del despacho que ordene el COES-Sinac), el Estado tendría que compensar más del 50% por la falta actual de demanda asegurada de gas, lo cual consideramos sería muy perjudicial para las finanzas públicas.

Por tanto, estimamos que el MIG presenta evidentes ventajas en relación con la alternativa del cofinanciamiento, el cual, en todo caso, debe estructurarse de la manera más estratégica posible para no retrasar la puesta en operación comercial del GSP.

Capítulo VI. Planteamiento de Políticas Públicas

Mediante el Decreto Supremo N° 064-2010-EM, publicado en el Diario Oficial El Peruano el 24 de noviembre de 2010 se aprobó la Política Energética Nacional del Perú para los años 2010 al 2040. La visión de dicha Política Energética fue contar con un sistema energético que satisfaga la demanda nacional de energía de manera confiable, regular, continua y eficiente, que promueva el desarrollo sostenible y se soporte en la planificación.

Para ello, se previeron como objetivos de política, entre otros, los siguientes:

- Contar con un abastecimiento energético competitivo.
- Contar con la mayor eficiencia en la cadena productiva y de uso de la energía.
- Lograr la autosuficiencia en la producción de energéticos, desarrollar la industria del gas natural, y su uso en actividades domiciliarias, transporte, comercio e industria así como la generación eléctrica eficiente.
- Fortalecer la institucionalidad del sector energético.
- Integrarse con los mercados energéticos de la región, que permita el logro de la visión de largo plazo.

En este orden de ideas, para cada uno de esos objetivos, se han previsto ciertos lineamientos de política que coinciden con la implementación de los proyectos que constituyen la principal demanda del GSP, conforme se ha analizado en el presente trabajo de investigación.

Así, para contar con un abastecimiento energético competitivo, se busca alcanzar la suficiencia de la infraestructura en toda la cadena de suministro de electricidad e hidrocarburos, que asegure el abastecimiento energético y promover la inversión privada en las actividades energéticas, correspondiendo al Estado ejercer su rol subsidiario. De esta manera, para lograr tales lineamientos resulta importante promover que el GSP sea relicitado sin mayores demoras, en tanto que dicho proyecto va a contribuir a alcanzar la suficiencia de la cadena de gas natural y la de electricidad, inclusive.

En el mismo orden de ideas, el logro del objetivo del acceso universal al suministro energético incluye acciones de priorización de la construcción de sistemas de transporte que garanticen la seguridad y confiabilidad del sector eléctrico, lo que refuerza la necesidad de promover la pronta relicitación del GSP.

En lo que respecta al desarrollo de la industria del gas natural, y su uso en actividades domiciliarias, transporte, comercio e industria así como la generación eléctrica eficiente, los lineamientos prevén expresamente impulsar el desarrollo de la industria petroquímica, así como promover el desarrollo de una red de poliductos y el fortalecimiento de los sistemas de transporte y almacenamiento de hidrocarburos acorde con el desarrollo del país.

Siendo así, consideramos pertinente incluir las siguientes recomendaciones de política pública en cuanto al desarrollo de la industria petroquímica y demás fuentes de demanda, en tanto estas van a coadyuvar al fortalecimiento de los sistemas de transporte, mediante la construcción y operación del GSP:

1.1 Industria Petroquímica

- En el presente trabajo se determinó que como consecuencia del *boom* del *shale gas* el precio del gas natural peruano dejó de ser competitivo comparado con el del marcador Henry Hub. Asimismo, se concluyó que esta tendencia de tener un marcador Henry Hub a un bajo precio, se mantendría durante los próximos años, pese a que ya existen reservas probadas como consecuencia del anuncio de CNPC; a lo antes referido, se suma el hecho de que en Estados Unidos solo se requerían ampliaciones de capacidad de planta petroquímicas para aumentar la oferta de productos petroquímicos, lo cual generó que las inversiones finalmente se destinen a ese país y ya no se materialicen en Perú.
- En este escenario, la promoción de la inversión privada en proyectos petroquímicos podría incluir ofrecer un precio promocional del gas para estos proyectos, de tal manera que se logre otorgar un incentivo determinante a los posibles inversionistas, sin perjudicar al productor de gas natural, lo cual podría materializarse compensando la disminución del precio del gas natural para estos proyectos con una reducción en las regalías. Si bien el reducir las regalías impacta directamente en la reducción del canon a las regiones (ya que las regalías son un componente del canon gasífero²³), no es menos cierto que muchas veces los recursos propios de los gobiernos regionales y locales - los cuales incluyen el canon - no son usados completamente y deben ser devueltos al final del periodo anual, por lo que la reducción de las regalías redituaría en el beneficio de la promoción de una industria petroquímica que traería el inicio de la industrialización en el Perú.

²³ La Ley 27506, Ley del Canon señala en el numeral 11.2 de su artículo 11, que el canon gasífero se compone del 50% del Impuesto a la Renta obtenido por el Estado de las empresas que realizan actividades de explotación de gas natural, y del 50% de las Regalías por la explotación de tales recursos naturales.

1.2 Nodo Energético

- En cuanto al Nodo Energético, como se señaló en el acápite correspondiente, el referido proyecto fue el único que se impulsó en paralelo con la concesión del GSP para dar sustento a la demanda que dicho gasoducto debía tener para viabilizar su construcción. No obstante, las dos centrales térmicas ya han sido construidas, están operativas momentáneamente a diésel y tampoco se encuentran operando a su máxima capacidad, ello como consecuencia de que el mercado eléctrico peruano pasa por un periodo de exceso de oferta de generación eléctrica, debido a que no se cumplieron las proyecciones de crecimiento estimadas para estos años.
- En ese sentido, en los años venideros, si bien la demanda no crecerá a ritmo acelerado, se ha comprobado que al año 2024 se necesitará mayor generación a gas natural para evitar el consumo del diésel, es por ello la necesidad de que el nodo energético opere a gas natural, por esto la vital importancia de que el GSP comience a operar en este periodo.
- Es importante señalar que el nodo energético a su máxima capacidad, consumiría 240 MMPCD de gas natural, no obstante este consumo se efectuaría si logra operar al 100%, consumo que se alcanzará gradualmente ya que según los pronósticos que hemos detallado, pese a la demanda creciente de energía eléctrica, no es sino hasta el año 2028 que el nodo consumiría aproximadamente 200 MMPCD.
- En atención a lo señalado, si bien el nodo ya está operativo este necesitará de la llegada del GSP para operar a gas natural, con la finalidad de reducir el costo de operación, ya que el gas natural es más económico y es menos contaminante. Sin embargo, el Estado Peruano en paralelo deberá generar los incentivos correctos para que la demanda de electricidad en el país crezca, sobre todo en aquellas zonas cercanas al GSP, ya que esto haría que las centrales del Nodo operen a máxima capacidad y por ende su demanda de gas sea mayor y así contribuya a obtener la capacidad mínima garantizada que requiere el GSP, que como se mencionó en el último contrato era de 500 MMPCD.

1.3 Exportación de Electricidad

En cuanto a la exportación de electricidad, uno de los objetivos de la Política Energética Nacional del Perú 2010 – 2040, es integrarse con los mercados energéticos de la región, que permita el logro de la visión de largo plazo. Para ello, se han previsto como lineamientos de política el identificar de manera continua los beneficios de integración energética con países de la región en cuanto a seguridad, eficiencia y sostenibilidad del suministro energético para el

país; establecer acuerdos que permitan lograr paulatinamente una integración de mercados, mediante incentivos para el desarrollo de la infraestructura requerida y realizar de manera conjunta con los países de la región programas de capacitación e investigación.

Siendo así, para cumplir con dicho objetivo y los lineamientos correspondientes previamente mencionados, corresponde materializar una exportación de electricidad hacia otros países de la región, siendo beneficioso lograr dicho acuerdo específicamente con Chile, teniendo en cuenta la cercanía del país vecino, entre otros aspectos que hemos detallado. Al respecto, planteamos las siguientes consideraciones:

- Si bien el escenario actual es menos propicio comparado con el que existía años atrás, en tanto que Chile ya cuenta con mayores fuentes de generación eléctrica (específicamente en la zona norte de dicho país), a la fecha es aún conveniente concretar esfuerzos para lograr la integración energética con dicho país. En ese sentido, consideramos que como primer paso ambas naciones deben actualizar los estudios conjuntos que viabilizarían este proyecto, lo que incluye, entre otros puntos, pronosticar el comportamiento de la demanda eléctrica del mercado peruano y chileno, así como un análisis conjunto de cómo se comportarían estos en presencia de una exportación.
- De otro lado, ambos países deberían tomar las acciones pertinentes con la finalidad de acelerar los tiempos en la obtención de los títulos habilitantes necesarios para llevar en un tiempo corto este proyecto de exportación. En los últimos años, el Gobierno Peruano ha hecho esfuerzos por reducir los tiempos en los permisos ambientales, incluso se han creado permisos ambientales que agrupan en un solo trámite otros permisos, esto en coordinación con las entidades estatales que otorgan estos otros permisos. Si bien a nivel de gobierno nacional se han reducido los tiempos y se han logrado procedimientos más eficientes, todavía existen problemas a nivel local y regional, ya que en estos casos los mismos procedimientos muchas veces presentan requisitos diferentes.
- Finalmente, es importante estudiar las alternativas para reducir el posible impacto perjudicial generado por la diferencia entre costos marginales, lo cual se podría lograr a través de la metodología de contabilidades separadas mencionado en el presente trabajo de investigación. Asimismo, deberá asignarse de la manera más eficiente los costos incurridos debido a la congestión eléctrica en líneas de transmisión, de modo que su impacto sea lo más equitativo para ambas naciones.

1.4 Consumo industrial de Gas Natural en la Zona Sur

- En cuanto al consumo industrial en la zona sur, se debería promover como primer paso el aumento de industrias en la zona sur, informando a las asociaciones de industrias sobre los beneficios económicos de usar gas natural en sus procesos productivos, con la finalidad que nuevas empresas apuesten por instalarse en la zona sur, la cual será la zona por donde pasará el GSP. Esta promoción pasa por un estudio detallado que debe hacerse en las regiones del sur de las potenciales actividades económicas que puedan promoverse en cada una de ellas.
- De otro lado, no hay que olvidar que el sur peruano tiene un alto potencial minero, debiéndose promocionar en los proyectos mineros existentes el uso del gas natural como combustible en sus procesos, ello sin perjuicio de la promoción de nuevos proyectos mineros que el Estado decida realizar en la región sur del país y de la culminación de otros proyectos que quedaron paralizados, por motivos sociales, entre otros factores.

Conclusiones y recomendaciones

1. Conclusiones

Conforme al análisis realizado en el presente trabajo de investigación, se estima que, bajo ciertos escenarios, el proyecto Gasoducto Sur Peruano (GSP) puede ser viable. Al respecto, desde el punto de vista de la oferta, se cuenta con suficientes reservas de gas natural que puedan ser transportadas por el gasoducto para que el proyecto tenga factibilidad económica; no obstante, desde el punto de vista de la demanda, si bien hay un valor mínimo que se garantizaría por el consumo del nodo energético, este no sería suficiente ya que requeriría la demanda de otros proyectos que son aun inciertos.

1.1 Petroquímica

- Así, tenemos que, en el caso de la Petroquímica, hasta antes del denominado “*boom del shale gas*” y pese a la falta de certificación de suficientes reservas probadas, se habían gestado varios proyectos en la zona sur del país, toda vez que el precio del gas natural peruano era competitivo comparado con el del marcador del ‘Henry Hub’. A ello, se sumó el hecho que se había concesionado el Gasoducto Andino del Sur, mediante el cual se iba a suministrar el gas natural a polos petroquímicos que se habían proyectado instalar en el sur peruano.
- Por el contrario, en el contexto actual, la situación es diametralmente opuesta, en tanto que, si bien ya existen reservas probadas, los precios de nuestro gas natural han dejado de ser competitivos respecto del marcador ‘Henry Hub’ como consecuencia del “*boom del shale gas*”. Este fenómeno, sumado al hecho de que en Estados Unidos solo se requerían ampliaciones de capacidad de planta petroquímicas para aumentar la oferta de productos petroquímicos (en dicha región ya hay plantas instaladas desde hace varios años), generó que las inversiones finalmente se destinen a ese país y ya no se materialicen en Perú.
- En este escenario, existen ciertas alternativas, bajo las cuales sería posible atraer la inversión privada en proyectos petroquímicos. Estas alternativas podrían incluir ofrecer un precio promocional del gas para estos proyectos, de tal manera que se logre otorgar un incentivo determinante a los posibles inversionistas, sin perjudicar al productor de gas natural, lo cual podría materializarse reduciendo las regalías.
- Al respecto, materializar tales alternativas implicaría emitir la normativa necesaria para aprobar tal precio promocional del gas; y a su vez, desde un punto de vista político, manejar

la probable oposición de los gobiernos regionales, locales y otros *stakeholders* que se opongan a una reducción de las regalías.

- Siendo así, debemos concluir que, aunque existen alternativas posibles para que el Estado pueda promocionar la inversión petroquímica, resulta poco probable que tal inversión se llegue a materializar en la región sur del país, máxime si tenemos en cuenta que se proyectan que los precios competitivos del Henry Hub se mantendrán estables.

1.2 Generación eléctrica

- En este orden de ideas, al ser poco probable que se materialice la industria petroquímica, la viabilidad del gasoducto, desde el punto de vista de la demanda de gas deberá recaer en otros proyectos alternativos, como es el nodo energético, la exportación de electricidad y el aumento de consumo de las industrias de la región sur.
- Al respecto, en cuanto al nodo energético, si bien se ha estimado que, a toda capacidad, consumiría 240 MMPCD de gas natural, es poco probable que surja la necesidad de que opere al 100% ya que, según los pronósticos que hemos detallado, pese a la demanda creciente de energía eléctrica, no es sino hasta el año 2028 que el nodo consumiría aproximadamente 200 MMPCD.
- En lo que toca a la exportación de electricidad, tenemos que el escenario actual es menos propicio comparado con el que existía años atrás, en tanto que Chile (a donde sería más factible realizar la exportación) actualmente ya cuenta con más fuentes internas de generación eléctrica, específicamente en la zona norte de dicho país vecino, como consecuencia de que ha promovido las energías renovables y las plantas regasificadoras, sin mencionar que se ha reducido la diferencia entre los costos marginales de generación entre Perú y Chile.
- En este escenario, si bien sería rentable promover la exportación de electricidad al país vecino, el contexto es menos idóneo que el que existía años atrás. De otro lado, en los últimos años ni el Gobierno peruano ni el Gobierno chileno han dado muestras a efectos de concretizar este proyecto de exportación.

1.3 Consumo industrial

- En cuanto al consumo de gas por parte de las industrias en la zona sur del país, si bien las expectativas de demanda son positivas, estas se ven afectadas principalmente por la paralización de algunos proyectos mineros en la zona sur.

- Atendiendo al análisis previamente detallado, si bien existen posibilidades de que las fuentes de consumo de gas natural en la zona sur del país se lleguen a materializar, no existe, en ningún caso, absoluta certeza de que finalmente se concreten.

1.4 Mecanismo de ingresos garantizados

- Siendo así, concluimos que el Mecanismo de Ingresos Garantizados (MIG) es una opción que debería ser reconsiderada por el Gobierno actual como parte de su actividad de promoción de la inversión privada, dicho mecanismo sería temporal para brindar viabilidad al mismo, atendiendo a la falta de certeza de alternativas de demanda.
- De no ser viable el MIG, resulta del todo necesaria una sólida promoción de todos los proyectos previamente citados (petroquímica, exportación de electricidad, reactivación de la actividad minera e industrial en el sur del país), a efectos de que tales proyectos se concreten en un número suficiente para garantizar la viabilidad del gasoducto. Para ello, se podría promover la firma de contratos con los consumidores iniciales, previo al otorgamiento de la nueva concesión. Sin embargo, es poco probable que se logre garantizar un número de proyectos que hagan sostenible el GSP por sí solo.

2. Recomendaciones

- En cuanto a la petroquímica, nuestra recomendación es que el Gobierno deberá evaluar la emisión de un marco normativo más atractivo para promover la petroquímica tanto del etano como la del metano, tratando probablemente de otorgar beneficios en el precio del gas destinado esta industria y de concentrar la extracción del etano de la mayoría de los lotes del país.
- En cuanto a la generación de electricidad, consideramos que el nodo energético, si bien sería la actividad de mayor relevancia en el consumo de gas natural, no sustentaría la demanda mínima de gas natural que necesita el GSP, por lo que recomendamos que el Gobierno considere la exportación de electricidad a Chile, para lo cual deberá mostrar la disposición necesaria para conversar con el Gobierno chileno, de tal manera que ambos países se beneficien de este acuerdo.
- En cuanto al consumo industrial, recomendamos que el Gobierno considere impulsar el desarrollo industrial del sur, y que se promueva el reemplazo del uso de diésel por gas natural, por lo que es de suma importancia la reactivación de proyectos mineros en la zona

sur. Se podría hacer esto promoviendo firma de contratos con los consumidores iniciales, previa al otorgamiento de la nueva concesión.

- El Gobierno debería hacer un análisis detallado, de los beneficios y perjuicios que ocasiona usar un mecanismo como el MIG en comparación con usar recursos propios. Esto en atención a que el proyecto no aparenta ser económicamente viable por sí mismo, sin la aplicación de algún mecanismo que compense la demanda incierta. Esto sin perjuicio de los grandes beneficios sociales que traería al país.

Bibliografía

American Chemistry (2013). *Shale Gas Competitiveness, and New US Chemical Industry Investment: An Analysis Based on Announced Projects*. Fecha de consulta: 05/12/2017. <<https://www.americanchemistry.com/First-Shale-Study/>>

América Economía (2012). “Perú: brasileña Braskem necesita grandes reservas de gas para justificar inversión por US\$3.500M”. En: *Revista América Economía*. 04 de mayo de 2012. Fecha de consulta: 05/12/2017. <<http://www.americaeconomia.com/negocios-industrias/brasilena-braskem-necesita-seis-tcf-para-justificar-ambicioso-complejo-petroquim>>

Banco Mundial (2011). Nota Técnica De Modelos Financieros Para Esquemas De Asociación Público Privada. [En línea]. Montevideo: Banco Mundial. <http://siteresources.worldbank.org/INTLAC/Resources/257803-1304963167618/7920907-1332796104652/8536976-1332800120061/Environment_Uruguay_CapacityBuildingMinistryEconomy_TechnicalNote.pdf> Fecha de consulta: 9 de junio de 2018.

Bustos, N. y Gómez, M. (2014). “Metanol como alternativa para la generación de combustibles limpios”. *Tesis para optar por el título de Ingeniero Químico Petrolero del Instituto Politécnico Nacional*. Fecha de consulta: 05/12/2017. Disponible en: <<https://es.scribd.com/document/322044406/Obtencion-de-Metanol>>

Butrón, César (2017). *Entrevista personal para la presente tesis*. 15 de noviembre de 2017.

Chebli, G., Mendiberri, H., Giusano, A., Ibáñez, G., y Alonso, J. (2011). “El Shale Gas en la Provincia del Neuquén”. En: *Research Gate*. Fecha de consulta: 05/12/2017. <https://www.researchgate.net/publication/263697952_El_Shale_Gas_en_la_Provincia_de_Neuquen>

Comité de Operaciones del Sistema Interconectado Nacional [COES-Sinac] (2015). “Estudio de Interconexión Perú - Chile 220 kV (COES-CDEC-SING)”. En: *Portal COES-Sinac*. Fecha de consulta: 05/12/2017. <<http://www.coes.org.pe/Portal/Planificacion/Interconexion/>>

Comité de Operaciones del Sistema Interconectado Nacional [COES-Sinac]. (s.f) *Plan de transmisión 2019-2028*. [En línea]. Fecha de consulta: 05/12/2017. Disponible: <<http://www.coes.org.pe/Portal/Planificacion/PlanTransmision/ActualizacionPTF>>

De los Llanos Matea, María (2002). Consideraciones en torno a la regulación de las industrias de red. Su aplicación al caso español. Banco de España, 2002, N° 344. [En línea]. Madrid: Banco de España
<<http://www.minetad.gob.es/Publicaciones/Publicacionesperiodicas/EconomiaIndustrial/RevistaEconomiaIndustrial/344/129-LLANOS.pdf>>. Fecha de consulta: 6 de junio de 2018.

Espinoza, L. (2017). *Entrevista personal para la presente tesis*. 16 de noviembre de 2017

Estrada, J. H. (2013). *Desarrollo del gas lutita (shale gas) y su impacto en el mercado energético de México: reflexiones para Centroamérica*. [En línea]. México D.F.: Comisión Económica para América Latina y el Caribe. Fecha de consulta: 05/12/2017. Disponible en: <http://repositorio.cepal.org/bitstream/handle/11362/27184/M20130032_es.pdf?sequence=1&isAllowed=y>

El Comercio (2017). “Dólar: ¿Cuáles son las perspectivas para el tipo de cambio?”. En: *Diario El Comercio*. 01 de setiembre de 2017. <<https://elcomercio.pe/economia/peru/dolar-perspectivas-tipo-cambio-noticia-454886>>

Flores, J. C. (2014). “La regulación de la infraestructura pública en el derecho chileno: análisis retrospectivo y prospectivo”. *Revista Eletrônica de Direito administrativo*, núm. 39.

Furtado, J., Hiratuka, C., García, R. y Sabbatini, R. (2002). “La nueva petroquímica brasileña: límites para la competitividad sustentable”. *Comercio exterior*, vol. 54(8), p. 736-745. <<http://revistas.bancomext.gob.mx/rce/magazines/21/11/RCE.pdf>>

Gálvez, Leila (2014). “Evaluación de una planta de producción de hierro esponja a partir del gas natural de camisea en el sur del Perú”. *Tesis para optar por el título de Ingeniero Petroquímico de la Universidad Nacional de Ingeniería*. Fecha de consulta: 05/12/2017. <http://cybertesis.uni.edu.pe/bitstream/uni/3426/1/galvez_rl.pdf>

Gasoducto Sur Peruano (s.f.). “Gaseoducto”. En: *Portal Gaseoducto Sur Peruano*. Fecha de consulta: 05/12/2017. <<http://www.gasoductodelsur.pe/gasoducto.php>>

Gasoducto Sur Peruano (2017). “Noticias”. *Gasoducto Sur Peruano*. 20 de enero de 2017. Fecha de consulta: 05/12/2017. <<http://www.gasoductodelsur.pe/noticias-detalle.php?id=53>>

Gestión (2015). “Ocho inversionistas se disputarán la concesión de la central térmica de Quillabamba”. Sección empresas. En: *Diario Gestión*. 21 de octubre de 2015. Fecha de consulta: 05/12/2017. <<https://gestion.pe/economia/empresas/ocho-inversionistas-disputaran-concesion-central-termica-quillabamba-102980>>

Gestión (2017). “ISA alista nueva línea de transmisión de 500 kV a favor de las regiones del sur”. Sección empresas. En: *Diario Gestión*. 14 de julio de 2017. Fecha de consulta: 05/12/2017. <<https://gestion.pe/economia/empresas/isa-alista-nueva-linea-transmision-500-kv-favor-regiones-sur-139395>>

Instituto Petroquímico Argentino (2015). *Boletín informativo IPA*, núm. 78. Fecha de consulta: 05/12/2017. <<http://www.ipa.org.ar/images/PUBLICACIONES/BOLETINES/bol78mod.pdf>>

Klauer, Álvaro (2016). “¿Por qué suben las tarifas eléctricas?”. En: *Ius 360°*. 18 de marzo de 2016. Fecha de consulta: 05/12/2017. <<http://www.ius360.com/otro/mineria-y-energia/por-que-suben-las-tarifas-electricas/>>

La República (2017). “Hay reservas para el gasoducto del sur”. En: *Diario La República*. 30 de mayo de 2017. Fecha de consulta: 05/12/2017. <<http://larepublica.pe/politica/1046831-hay-reservas-para-el-gasoducto-del-sur>>

Lucángeli, J. (2007). *La especialización intraindustrial en Mercosur*. [En línea] Santiago de Chile: Comisión Económica para América Latina y el Caribe. Disponible en: <<http://www20.iadb.org/intal/catalogo/PE/2008/01836.pdf>>

Luján, C. A. (2013). “Competitividad e innovación. Integración de la cadena petroquímica de plásticos en el Perú con origen en las olefinas a partir del gas natural de Camisea”. *Tesis para optar por el título magíster en Ingeniería de Petróleo y Gas Natural de la Universidad Nacional de Ingeniería*.

Mankiw, N. G., Meza y Staines, M. G., & Carril Villarreal, M. d. P. (2012). Principios de economía: N. Gregory Mankiw ; traducido por Ma. Guadalupe Meza y Staines y Ma. del Pilar Carril Villarreal (6a. ed. --.). México D.F.: Cengage Learning.

Ministerio de Energía y Minas [Minem] (2016). *Libro anual de recursos de hidrocarburos*. [En línea]. Lima: Minem. Fecha de consulta: 05/12/2017. Disponible en: <<http://www.minem.gob.pe/minem/archivos/file/Hidrocarburos/publicaciones/LR%202016.pdf>>

Oficina de Estudios Económicos (2013). *Análisis de la Evolución e Integración de los Mercados Internacionales de Gas Natural*. Lima: Osinergmin.

Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería [Osinergmin] (2013). *Boletín Estadístico de la Industria del Gas Natural*. [En línea]. Fecha de consulta: 05/12/2017. Disponible en: <http://gasnatural.osinerg.gob.pe/contenidos/uploads/GFGN/boletin_sep_2013.pdf>

Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería [Osinergmin] (2014). *Masificación del gas natural en el Perú*. Lima: Osinergmin.

Osinergmin (2016). La industria de la electricidad en el Perú: 25 años de aportes al crecimiento económico del país. [En línea]. Lima: Osinergmin. <http://www.osinergmin.gob.pe/seccion/centro_documental/Institucional/Estudios_Economicos/Libros/Osinergmin-Industria-Electricidad-Peru-25anios.pdf> Fecha de consulta: 6 de junio de 2018.

Osinergmin. (2017). *Informe de Supervisión y Fiscalización del proyecto Mejoras a la Seguridad Energética del País y Desarrollo del Gasoducto Sur Peruano*. [En línea] Lima: Osinergmin. Fecha de consulta: 05/12/2017. Disponible en: <http://www.osinergmin.gob.pe/seccion/centro_documental/gas_natural/Documentos/Transporte/Informes-Supervision/2017/01.Informe_Mensual_Enero_2017.PDF>

Osinergmin (2017). *La industria del gas natural en el Perú. A diez años del proyecto Camisea*. [En línea]. Lima: Osinergmin.

<http://www.osinergmin.gob.pe/seccion/centro_documental/Institucional/Estudios_Economicos/Libros/Libro-Industria-Gas-Natural-Peru-10anios-Camisea.pdf>

Okumura Suzuki, Pablo Arturo (2016). El Mercado Mayorista De Electricidad En El Perú. En: THĒMIS-Revista de Derecho 68. 2016.

Parkin, M., y Loría, E. (2010). *Microeconomía. Versión para Latinoamérica*. México: Pearson.

Petroperú (2017). “Lista de precios de combustibles”. En: *Portal Petroperú*. Fecha de consulta: 05/12/2017. <www.petroperu.com.pe/UpLoad/UpLoaded/PDF/COMB-52-2017.pdf>

Primero Perú (2013). “El Perú puede convertirse en potencia mundial en la industria siderúrgica en base al hierro esponja”. En: *Diario Primerio Perú*. 20 de mayo de 2013. Fecha de consulta: 05/12/2017. <<http://diarioperuprimerohuacho.blogspot.pe/2013/05/el-peru-puede-convertirse-en-potencia.html>>

Proinversión (s.f). “Nodo Energético en el sur del Perú”. En: *Portal Proinversión*. Fecha de consulta: 05/12/2017. <https://www.proinversion.gob.pe/RepositorioAPS/0/1/JER/SALA_PRENSA_INFOGRAFIAS/infogrfa%20nodo%20energetico.pdf>

Ramírez, Edgard. (2005). *Mercado de precios de gas natural en el Perú*. Osinerg. Fecha de consulta: 05/12/2017. Disponible en: <<http://www2.osinerg.gob.pe/Infotec/GasNatural/pdf/Seminario08092005/1.%20OSINERG.pdf>>

Rumbo Minero (2017). “Gasoducto Sur Peruano podría licitar a fines del 2018”. En: *Revista Rumbo Económico*. 29 de mayo de 2017. Fecha de consulta: 05/12/2017. <<http://www.rumbominero.com/noticias/hidrocarburos/gasoducto-sur-peruano-podria-licitar-a-fines-del-2018/>>

Sumar Gil, Paul (2010). La Ley de costos marginales. En: Revista de Círculo de Derecho Administrativo. Revista N° 8.

Torre, Joan (2015). “La industria del gas peruano: ¿corre peligro por los bajos precios internacionales?”. En: *Revista Semana Económica*. 10 de febrero de 2015. <<http://semanaeconomica.com/article/economia/macroeconomia/153850-la-industria-del-gas-peruano-corre-peligro-por-los-bajos-precios-internacionales/>>

Universidad Nacional del Santa. (s.f.). *El uso del gas natural en la industria siderúrgica*. Fecha de consulta: 05/12/2017. <http://biblioteca.uns.edu.pe/saladocentes/archivoz/curzoz/gn_en_la_industria_siderurgica.pdf>

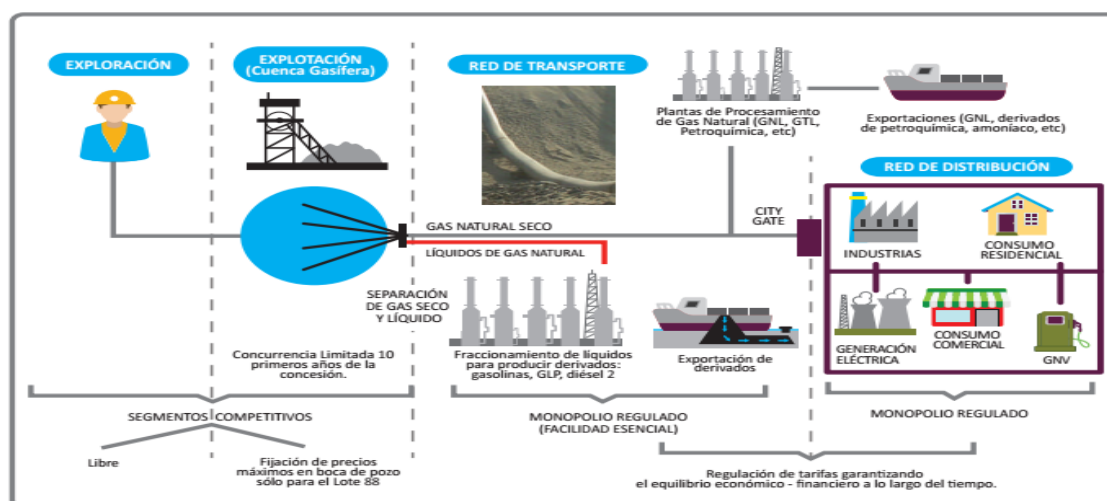
Vera Tudela, R. (2010). “Gas natural en el Perú. Balance oferta - demanda y perspectivas”. *Revista Moneda del Banco Central de Reserva del Perú*, 145, 36.

Viladecans Marsal, E. (1999). “El papel de las economías de aglomeración en la localización de las actividades industriales. Un análisis del caso español” *Tesis para optar por el grado de doctor en Ciencias Economicas y Empresariales. Universitat de Barcelona*. Barcelona.

Wood, Mackenzie (2013). *Diseño preliminar y costos de los proyectos Seguridad Energética y Gasoducto Sur Peruano*. Lima: Proinversión.

Anexos

Anexo 1. Estructura del suministro del gas natural en el Perú



Fuente: Osinergmin, 2014.

Anexo 2. Proyectos planteados mediante Proyecto de Ley N° 1396-2012, en paralelo a la concesión de Kuntur

Primer proyecto paralelo

- Con miras a garantizar la seguridad energética, se propuso realizar dos ductos auxiliares al ducto principal existente para asegurar el suministro de gas necesario para la generación energética. El primer tramo partiría de Camisea –lotes 57 y 58– hasta Quillabamba y en su recorrido cortaría el ducto principal de TGP en su km 82.

Problemática para Kuntur:

Este diseño implicaba que los puntos de partida y de llegada coincidían con los del primer tramo del Gasoducto Andino del Sur.

Segundo proyecto paralelo

- El segundo proyecto era un gasoducto Quillabamba-Cusco-Puno de 8”.

Problemática para Kuntur:

Este proyecto también generaba competencia para el Gasoducto Andino del Sur de Kuntur pues este contemplaba la llegada de un gasoducto y un ducto de líquidos a Arequipa, Moquegua y Tacna, regiones en las que se había proyectado, a futuro, un consumo masivo del gas natural.

Tercer proyecto paralelo

- El último proyecto era separar el etano (vital para la petroquímica) del gas en Pisco y trasladarlo mil kilómetros hasta Ilo para implementar supuestas plantas petroquímicas, con costo adicional de transporte. Petroperú, con US\$ 400 millones, asumiría este proyecto que tomaría unos tres años para iniciarse.

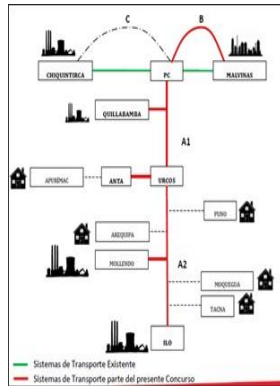
Problemática para Kuntur:

La petroquímica es una de las fuentes de demanda más importantes para el gasoducto por lo que este proyecto podía anular dicha demanda que iba a resultar vital para Kuntur.

En este contexto en el que Kuntur ya estaba alegando serios inconvenientes en cuanto a la rentabilidad del gasoducto, consideró que estos proyectos a los que se refería el citado Proyecto de Ley significaban una competencia desleal para el Gasoducto Andino del Sur.

Anexo 3. Tramos y recorrido del proyecto GSP

Tramos del proyecto



Fuente: Proinversión, 2013.

Recorrido del proyecto



Fuente: Proinversión y Minem, 2013.

Anexo 4. Compromisos establecidos en el contrato de concesión

COMPROMISOS ESTABLECIDOS EN EL CONTRATO DE CONCESIÓN		
Tramos a construir	Tramo A (Solo ducto de GN)	<p>Tramo A1: Desde el Punto de Conexión con el ducto operado por TGP hasta el distrito de Urco.</p> <p>Tramo A2: Desde Urco hasta la central térmica de Ilo.</p> <p>Gasoductos Secundarios: Desde el ducto troncal del Tramo A hacia los siguientes puntos de entrega: Quillabamba, Anta, Cusco y la Central Térmica de Mollendo.</p>
	Tramo B (Ductos de GN y LGN)	<p>Estos ductos irán desde la Planta de Malvinas operada por la empresa Pluspetrol Perú Corporation S.A., hasta los Puntos de Conexión con los ductos operados por TGP.</p>
City Gates a implementar	<ul style="list-style-type: none"> - City Gate de Quillabamba - City Gate de Anta - City Gate de Cusco 	
Tramos a realizar estudios FEED y Línea Base Ambiental	Tramo C (Ductos de GN y LGN)	<p>Tramo que comprendería el transporte de GN y LGN desde los Puntos de Conexión con los ductos operados por TGP hasta la Planta Compresora de Chiquintirca.</p>
	Gasoductos Regionales (Solo ducto de GN)	<ul style="list-style-type: none"> • Apurímac • Cusco • Puno • Arequipa • Moquegua • Tacna

Fuente: Osinergmin, 2013.

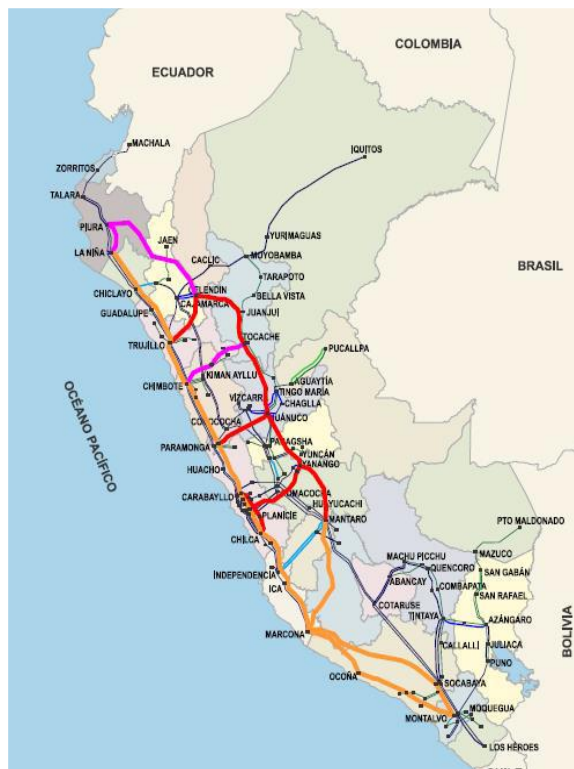
Anexo 5. Proyectos petroquímicos gestados para el Perú en el periodo 2009 – 2014



Fuente: Proinversión, 2013.

Anexo 6. Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN)

SEIN



Fuente: Apoyo técnico para Perú/Chile – Interconector Perú-Chile: Estudio de análisis, para la planificación

Anexo 7. Sistema Interconectado del Norte Grande (SING) y Sistema Interconectado Central (SIC)

SING



Fuente: Apoyo técnico para Perú/Chile – Interconector Perú-Chile: Estudio de análisis, para la planificación

SIC



Fuente: Apoyo técnico para Perú/Chile – Interconector Perú-Chile: Estudio de análisis, para la planificación

Anexo 8. Costo marginal promedio del SING en noviembre 2017



Fuente: Coordinador Eléctrico Nacional – Datos del SING

Anexo 10. Costos marginales, promedios mensuales y anuales para el SEIN, años 2001 a 2016

COSTO MARGINAL PROMEDIO DEL SEIN 2001 - 2016
(US\$/MWh h)

MESES	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
Enero	7,57	19,99	13,11	51,20	22,72	29,41	29,00	17,39	28,89	23,15	17,49	20,92	19,35	21,39	14,11	10,99
Febrero	13,64	16,88	16,39	36,60	21,85	38,38	34,58	18,33	42,39	24,55	21,74	23,73	31,41	29,85	16,22	12,42
Marzo	18,27	15,94	21,63	32,52	29,48	24,06	46,09	20,84	26,46	21,97	21,63	39,83	19,72	34,31	17,08	12,36
Abril	7,30	10,34	11,14	54,50	29,99	38,67	34,56	20,90	25,43	16,60	17,92	26,68	18,78	28,10	13,11	13,36
Mayo	9,47	23,31	20,34	108,50	91,30	111,06	36,33	47,96	28,67	38,16	38,79	27,18	27,14	25,42	14,83	19,90
Junio	23,36	31,50	43,23	99,39	74,71	87,93	65,45	148,85	65,70	20,43	25,86	45,52	26,61	30,96	16,91	38,82
Julio	39,18	33,57	57,36	97,57	47,09	90,65	26,41	235,38	41,22	19,88	20,45	98,05	44,86	24,91	10,94	34,13
Agosto	41,13	51,21	64,63	111,60	92,82	105,92	43,70	157,88	33,88	22,89	31,51	35,09	34,73	27,42	21,50	18,93
Setiembre	36,87	51,23	61,29	112,39	85,09	149,81	34,39	185,21	36,22	23,84	33,63	36,41	28,27	23,86	14,49	27,56
Octubre	29,02	35,17	58,07	64,06	88,98	71,83	35,54	63,35	19,79	24,23	27,06	28,76	19,45	17,97	14,25	17,93
Noviembre	20,14	18,93	69,89	23,94	98,81	40,99	29,42	60,69	20,37	23,30	28,58	14,35	23,00	23,45	11,59	27,60
Diciembre	17,12	18,18	24,03	31,45	75,19	28,97	44,14	81,78	17,24	38,76	21,57	13,75	24,90	15,16	11,40	23,08
PROMEDIO	21,94	27,18	38,09	68,64	63,13	68,30	37,97	88,21	32,19	21,46	23,85	30,86	26,52	25,24	14,70	21,41

Fuente: COES-Sinac – Estadísticas Anuales 2016 - Costos Marginales de Corto Plazo

Anexo 9. Costos marginales mensuales del SING de Chile desde 1999 hasta 2017

Barra: Crucero 220 kV-BP1

Valores en USD/MWh

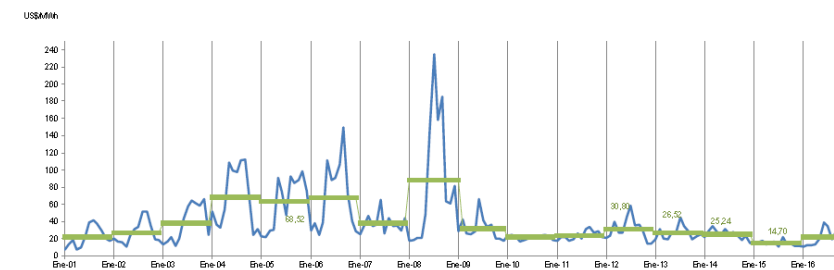
FECHA DE EMISIÓN DEL REPORTE »26-11-2017 / 03:34:11

Años	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre
1999	22.47464	35.54993	32.57508	28.98829	31.56001	26.0604	24.03162	19.51048	22.73612	27.24211	29.48934	14.59627
2000	17.01213	19.54433	15.48219	16.91881	15.5344	14.93699	15.37495	14.91229	15.61161	15.46112	16.23403	15.75322
2001	15.40946	15.88067	17.59175	17.02942	18.36595	15.41521	16.20514	17.71864	14.28478	18.63829	15.17331	14.19617
2002	16.2272	16.83524	17.97873	17.8071	14.78525	16.0964	14.52008	16.06653	14.47852	13.56014	12.47065	13.19886
2003	16.65845	14.80422	13.93154	13.19036	15.64392	13.88752	15.10527	14.77626	15.56323	16.38402	18.62245	16.11058
2004	21.94923	17.93409	17.63549	26.8217	28.85027	27.52531	25.88532	30.34714	26.48949	25.77426	25.45199	26.19931
2005	27.16231	28.22008	29.86419	31.24467	28.48024	24.55596	28.71501	29.30259	30.37948	27.3455	24.77422	23.8609
2006	28.26242	26.18028	24.33814	30.97236	30.2268	48.78119	44.59117	41.18394	31.55597	47.84852	39.13513	45.55738
2007	35.54731	62.92572	71.95535	64.71207	100.47029	101.00591	139.55689	143.71818	138.72322	140.75118	195.19046	161.89718
2008	202.94886	174.41724	162.68055	201.5914	231.88039	233.57557	239.09073	291.42442	236.54516	187.9358	163.32113	105.29655
2009	111.23331	89.8515	91.67856	104.87037	103.92132	119.70611	123.68113	127.10423	139.97152	109.87193	120.05062	89.44772
2010	100.74567	148.96094	144.4998	143.44525	101.1713	120.32087	113.27622	107.80375	120.71495	108.68512	123.60473	122.345
2011	101.82875	95.84432	118.74714	130.92119	104.39418	126.68955	78.05345	74.46887	67.68522	105.00961	84.08124	65.44547
2012	64.07237	87.74562	78.62583	112.30018	113.1789	132.8175	74.39535	67.51056	71.61414	69.19018	81.62588	84.71543
2013	96.74984	69.78588	65.61688	82.10301	74.0127	74.87128	81.96958	79.82192	84.12818	80.18888	88.72853	95.15891
2014	83.35785	86.54228	73.30511	100.37135	86.53521	78.31937	86.08413	61.1621	62.68415	61.22922	58.14884	51.50821
2015	49.88554	49.55667	48.30385	52.89947	48.37744	78.68328	50.85523	59.95994	57.14301	71.81389	73.88843	58.19528
2016	48.45396	48.45744	48.61704	52.33169	73.35298	86.01775	82.22954	49.76888	63.88823	47.46393	60.3572	80.68963
2017	80.97638	60.18613	57.37887	51.49016	60.37389	54.5886	48.53005	47.27148	49.001	58.08554	58.91671	

Fuente: Coordinador Eléctrico Nacional, 2017.

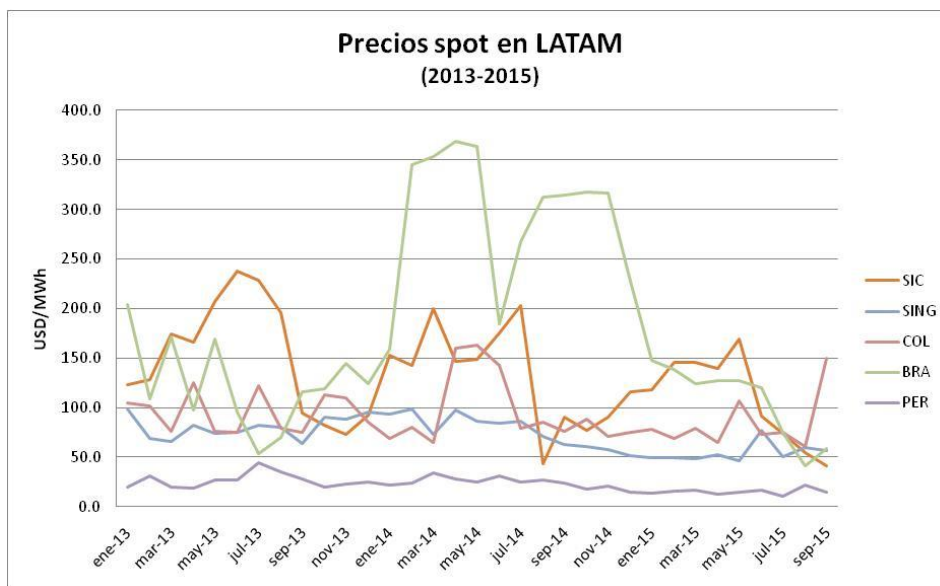
Anexo 11. Evolución de los costos marginales en Perú, desde el 2001 hasta el 2016

COSTO MARGINAL PROMEDIO ANUAL DEL SEIN
(En barra de Referencia Santa Rosa)



Fuente: COES Sinac – Estadísticas Anuales 2016 - Costos Marginales de Corto Plazo

Anexo 12. Costos marginales de Perú comparados con Chile (SIC y SING), Colombia y Brasil, entre los años 2013 y 2015



Fuente: Programa de Gestión en el Sector Eléctrico de la UTEC – 2017. Carlos Gomero

Anexo 13. Data para elaboración de gráfico 2

Con la finalidad de elaborar el gráfico 2 denominado “Demanda probable de gas de centrales del nodo energético” se tomaron las siguientes especificaciones:

Si bien las centrales térmicas que corresponden al nodo energético son la Central de Puerto Bravo perteneciente a Samay I S.A. y la Central Nodo Energético Puerto Ilo (conocida como NEPI) perteneciente a Engie Energía Perú S.A. (antes de propiedad de Enersur S.A.); de manera adicional, se ha considerado la Central Termoeléctrica Planta Ilo - Reserva Fría (denominada Reserva Fria-Ilo), perteneciente a Engie Energía Perú S.A., como parte del consumo del nodo energético para efectos de consumo de gas natural, en la medida que esta central de reserva fría es dual y cuando este en operación el GSP, cambiará su consumo de diésel a gas natural.

Asimismo, para efectos de calcular la demanda de gas natural de las centrales antes referidas se han tomado los siguientes supuestos:

- En atención a características técnicas similares se han equiparado la Central de Puerto Bravo y la Central de Reserva Fría de Ilo con la Central Térmica ubicada en Chilca perteneciente a Kallpa Generación S.A. Del mismo modo, la Central NEPI por los mismos motivos antes especificados, se ha equiparado a la Central Termoeléctrica de Santo Domingo de los Olleros ubicada en Chilca perteneciente a Termochilca S.A.C.
- Siendo así se ha tomado las siguientes ecuaciones de consumo de gas natural:
 - Ecuación Kallpa = $7,29 * X + 393.06$ para la Central de Puerto Bravo y la Reserva Fría de Ilo, donde X es la potencia de la central.
 - Ecuación Santo Domingo de los Olleros = $7,72 * X + 304.85$ para la Central de NEPI, donde X es la potencia de la central.

Por tanto, en atención a las consideraciones antes mencionadas, se obtuvo la siguiente demanda mensual de las Centrales del Nodo (Puerto Bravo- P.Bravo y NEPI) y de la Reserva Fría Ilo (R.F. Ilo2) en KPC (Kilo pies cúbicos), durante los años 2023 a 2028, datos con los que se generó el gráfico 2, los mismos que se muestran a continuación:

Consumo de gas en KPC				
Periodo mensual	P. Bravo	NEPI	R.F. Ilo2	Consumo acumulado (P. Bravo+NEPI+R.F. Ilo2)
ene-23	0,00	0,00	79,39	79,39
feb-23	0,00	0,00	1.673,66	1.673,66
mar-23	0,00	0,00	923,23	923,23
abr-23	0,00	0,00	1.150,07	1.150,07
may-23	658,72	0,00	697,30	1.356,02
jun-23	2.434,58	0,00	3.852,89	6.287,47
jul-23	8.191,86	0,00	5.189,45	13.381,31
ago-23	11.247,55	0,00	8.947,79	20.195,33
sep-23	12.151,94	0,00	9.604,78	21.756,72
oct-23	282,86	0,00	3.170,57	3.453,43
nov-23	4.349,46	0,00	3.229,09	7.578,55
dic-23	0,00	0,00	1.558,18	1.558,18
ene-24	0,00	0,00	1.857,14	1.857,14
feb-24	0,00	0,00	1.093,19	1.093,19
mar-24	0,00	0,00	3.370,58	3.370,58
abr-24	0,00	0,00	4.286,81	4.286,81
may-24	0,00	0,00	3.560,55	3.560,55
jun-24	2.805,53	0,00	10.183,80	12.989,33
jul-24	2.933,22	0,00	14.124,93	17.058,15
ago-24	5.914,56	0,00	25.276,93	31.191,49
sep-24	9.006,50	0,00	21.087,19	30.093,70
oct-24	4.334,04	0,00	14.595,93	18.929,97
nov-24	6.124,54	0,00	11.186,19	17.310,73
dic-24	3.293,21	0,00	7.830,83	11.124,04
ene-25	528,41	0,00	2.967,78	3.496,18
feb-25	5.460,66	0,00	10.162,78	15.623,44
mar-25	1.435,79	0,00	2.283,01	3.718,80
abr-25	2.808,83	0,00	3.817,16	6.625,98
may-25	6.680,09	0,00	7.237,79	13.917,88
jun-25	38.013,32	0,00	21.074,34	59.087,66
jul-25	54.177,79	2,53	29.572,02	83.752,34
ago-25	62.144,47	204,18	38.732,82	101.081,47
sep-25	49.580,65	1.269,83	38.579,95	89.430,43
oct-25	20.267,19	0,00	26.497,92	46.765,10
nov-25	12.838,26	0,00	19.245,49	32.083,75
dic-25	6.718,08	0,00	9.823,68	16.541,76
ene-26	4.693,02	0,00	16.815,17	21.508,19
feb-26	41.828,20	718,97	22.041,05	64.588,22
mar-26	10.264,68	0,00	20.875,26	31.139,95
abr-26	10.254,06	53,54	18.535,66	28.843,27
may-26	15.041,39	0,00	24.344,19	39.385,59
jun-26	76.195,19	0,00	27.591,64	103.786,83
jul-26	100.091,93	0,84	33.342,94	133.435,71
ago-26	123.294,33	57,31	40.509,14	163.860,78
sep-26	120.350,54	1.681,01	42.536,72	164.568,27
oct-26	86.814,45	50,28	34.739,27	121.604,00
nov-26	58.908,14	119,21	31.148,40	90.175,74
dic-26	34.721,15	64,29	30.961,69	65.747,13
ene-27	54.082,66	657,01	22.328,60	77.068,27
feb-27	75.652,86	6.998,10	28.969,29	111.620,25
mar-27	61.872,91	1.707,51	22.347,07	85.927,49
abr-27	50.475,93	2.151,99	27.202,73	79.830,65
may-27	80.576,42	1.602,37	34.219,36	116.398,15
jun-27	124.980,95	8.488,00	51.550,01	185.018,96
jul-27	136.317,91	16.540,86	63.401,92	216.260,69
ago-27	139.170,62	31.060,24	71.996,68	242.227,53
sep-27	118.728,47	47.405,56	71.019,62	237.153,66
oct-27	115.759,51	22.272,94	57.102,64	195.135,08
nov-27	95.787,73	14.246,62	44.780,15	154.814,50
dic-27	88.807,94	2.324,94	32.555,57	123.688,45
ene-28	84.310,23	9.974,22	34.425,20	128.709,65
feb-28	81.282,74	10.347,92	34.105,30	125.735,95
mar-28	86.238,35	18.006,16	34.424,06	138.668,56
abr-28	77.402,01	17.984,63	32.509,90	127.896,54
may-28	96.315,35	36.797,93	61.841,72	194.955,00
jun-28	106.367,68	63.655,20	82.290,10	252.312,98
jul-28	109.535,73	70.239,73	88.356,27	268.131,73
ago-28	101.594,62	86.992,99	94.439,43	283.027,04
sep-28	96.677,60	85.911,18	92.064,20	274.652,98
oct-28	113.148,72	64.904,22	80.304,22	258.357,16
nov-28	104.280,75	44.294,13	69.173,34	217.748,22
dic-28	94.774,63	31.826,50	55.612,51	182.213,64

Fuente: Elaboración propia, 2017.

Anexo 14. Términos financieros y evaluación de escenarios de demanda del GSP

1. Definiciones económicas – financieras

Estados financieros proyectados (EFP): Los EFP son las herramientas imprescindibles en la evaluación de proyectos de inversión, que pueden ser económicos o financieros; también son muy útiles para estudiar y pronosticar la salud financiera de una empresa en marcha. Se preparan en moneda constante y considerando el efecto incremental del proyecto.

Evaluación económica (EE): Determina la rentabilidad del total de la inversión requerida para efectuar el proyecto, los EFP no consideran los efectos del financiamiento. Mide la economía intrínseca del proyecto, aun cuando el proyecto se efectuará con financiamiento, es necesario realizar la evaluación económica.

Evaluación financiera (EF): Supone un financiamiento parcial externo de la inversión y determina la rentabilidad de la inversión hecha con recursos propios. Los EFP deben considerar los efectos del financiamiento: escudo tributario, periodo de gracia, plazo, amortizaciones e intereses. Mide la economía intrínseca del proyecto, aun cuando el proyecto se efectuará con financiamiento, es necesario realizar la evaluación económica.

Tasa de descuento (TD): Es la mínima rentabilidad que debe tener un proyecto para que sea aceptado (sea considerado rentable), proyectos con rentabilidad menores que la TD son rechazados.

Capital expenditures (Capex): Son inversiones de capital que crean beneficios. Un Capex se ejecuta cuando un negocio invierte en la compra de un activo fijo o para añadir valor a un activo existente con una vida útil que se extiende más allá del año imponible. Los Capex son utilizados por una compañía para adquirir o mejorar los activos fijos tales como equipamientos, propiedades o edificios industriales.

Operating expense (OPEX): Es un coste permanente para el funcionamiento de un producto, negocio o sistema. Puede traducirse como gasto de funcionamiento, gastos operativos, o gastos operacionales. Su contraparte, el gasto de capital (Capex), es el coste de desarrollo o el suministro de componentes no consumibles para el producto o sistema.

Criterios de evaluación de inversiones (CEI): Los indicadores de rentabilidad se determinan con los EFP. En general, una inversión será rentable cuando genera más dinero de lo que cuesta y más de lo que rinda la actividad corriente. Los principales CEI son el valor presente neto (VPN) o valor actual neto (VAN), la tasa interna de retorno (TIR), la relación beneficio/costo (B/C), periodo de recupero de la inversión, etc.

Valor presente neto (VPN) o valor actual neto (VAN): El VPN es la suma de la VPN actualizados con la TD, para todo el horizonte de planeamiento. Es equivalente a la cantidad de dinero que hoy ingresaría a caja después de cubrir todos los costes y gastos (inversión, costes operativos, administrativos, financieros tributos, etc.) si se realiza el proyecto.

Criterio: Si el $VPN > 0$, el proyecto es rentable.

Valor presente neto acumulado (VPNA): Es el VPN de los primeros m años del proyecto ($0 < m < N$). Mide la evaluación de la rentabilidad.

Tasa interna de retorno (TIR): Es aquella tasa que hace que el VPN sea cero. Es un indicador relativo que mide rentabilidad.

Criterio: Si la $TIR > TD$, el proyecto es rentable.

Periodo de recupero de la inversión (PRI): Es el tiempo en el que el VPNA se hace cero, nos indica cuanto tiempo se debe operar para recuperar la inversión.

2. Análisis y evaluación de escenarios

Para todos los escenarios a evaluar, se han tomado como datos en común:

- Años de construcción: 3 años
- Tasa de descuento: 12%
- Capex: 3325 MMUS\$
- Opex (4% Capex): 133 MMUS\$
- Depreciación (lineal): 10 años
- Impuesto a la Renta: 29,5%

El objetivo es encontrar el escenario óptimo considerando los mejores valores que deben brindar los indicadores de rentabilidad del proyecto (VAN, TIR, PRI).

Escenario N° 01 (160 MMPCD): Nodo energético + minería e industria

Tomando como base los valores expresados en datos en común de los escenarios a evaluar, realizamos un flujo de caja y evaluamos la rentabilidad del proyecto; el cual, muestra los siguientes indicadores:

- TIR: 13%
- VAN: 597,36 MMUS\$
- Tarifa de transporte de gas natural: 16,3 US\$/MMBTU

Notamos que el $TIR > TD$, lo cual hace rentable el proyecto.

Además, el $VAN > 0$, lo cual también hace rentable el proyecto.

El problema es la tarifa de transporte de gas natural que tiene un valor de 16,3 US\$/MMBTU, la cual es muy alta para este tipo de proyectos.

Escenario N° 02 (208 MMPCD): Nodo Energético + Minería e Industria + Central Térmica Quillabamba

Tomando como base los valores expresados en datos en común de los escenarios a evaluar, realizamos un flujo de caja y evaluamos la rentabilidad del proyecto; el cual, muestra los siguientes indicadores:

- TIR: 13%
- VAN: 623,10 MMUS\$
- Tarifa de transporte de gas natural: 12,6 US\$/MMBTU

Notamos que el $TIR > TD$, lo cual hace rentable el proyecto.

Además, el $VAN > 0$, lo cual hace más rentable el proyecto que en el escenario 01.

El problema es la tarifa de transporte de gas natural que tiene un valor de 12,6 US\$/MMBTU; la cual, siendo menor a la del escenario 01, aún es muy alta para este tipo de proyectos.

Escenario N° 03 (304 MMPCD): Nodo energético + minería e industria + Central Térmica Quillabamba + exportación de electricidad

Tomando como base los valores expresados en datos en común de los escenarios a evaluar, realizamos un flujo de caja y evaluamos la rentabilidad del proyecto; el cual, muestra los siguientes indicadores:

- TIR: 13%
- VAN: 584,49 MMUS\$
- Tarifa de transporte de gas natural: 8,6 US\$/MMBTU

Notamos que el $TIR > TD$, lo cual hace rentable el proyecto.

Además, el $VAN > 0$, lo cual hace rentable el proyecto, aunque en menor valor que en el escenario 01 y 02.

El problema es la tarifa de transporte de gas natural que tiene un valor de 8,6 US\$/MMBTU; la cual, siendo menor a la del escenario 01 y 02, aún es ligeramente alta para este tipo de proyectos.

Escenario N° 04 (308 MMPCD): Nodo energético + minería e industria + Central Térmica Quillabamba + Petroquímica del Metano

Tomando como base los valores expresados en datos en común de los escenarios a evaluar, realizamos un flujo de caja y evaluamos la rentabilidad del proyecto; el cual, muestra los siguientes indicadores:

- TIR: 13%
- VAN: 590,93 MMUS\$
- Tarifa de transporte de gas natural: 8,4 US\$/MMBTU

Notamos que el $TIR > TD$, lo cual hace rentable el proyecto.

Además, el $VAN > 0$, lo cual hace rentable el proyecto, aunque un poco mayor su valor que en el escenario 03 y menor que en los escenarios 01 y 02.

El problema es la tarifa de transporte de gas natural que tiene un valor de 8,4 US\$/MMBTU; la cual, siendo menor a la del escenario 01, 02 y 03, aún es ligeramente alta para este tipo de proyectos.

Escenario N° 05 (404 MMPCD): Nodo energético + minería e industria + Central Térmica Quillabamba + Exportación de Electricidad + Petroquímica del Metano

Tomando como base los valores expresados en datos en común de los escenarios a evaluar, realizamos un flujo de caja y evaluamos la rentabilidad del proyecto; el cual, muestra los siguientes indicadores:

- TIR: 13%
- VAN: 643,48 MMUS\$
- Tarifa de transporte de gas natural: 6,5 US\$/MMBTU

Notamos que el $TIR > TD$, lo cual hace rentable el proyecto.

Además, el $VAN > 0$, lo cual hace más rentable el proyecto, y mayor su valor que en los escenarios anteriores.

La tarifa de transporte de gas natural tiene un valor de 6,5 US\$/MMBTU y es mucho menor a la de los escenarios anteriores; aún es ligeramente alta para este tipo de proyectos.

Escenario N° 06 (500 MMPCD): Capacidad mínima garantizada

Tomando como base los valores expresados en datos en común de los escenarios a evaluar, realizamos un flujo de caja y evaluamos la rentabilidad del proyecto; el cual, muestra los siguientes indicadores:

- TIR: 13%
- VAN: 656,35 MMUS\$
- Tarifa de transporte de gas natural: 5,3 US\$/MMBTU

Notamos que el $TIR > TD$, lo cual hace rentable el proyecto.

Además, el $VAN > 0$, lo cual hace más rentable el proyecto, y mayor su valor que en los escenarios anteriores.

La tarifa de transporte de gas natural tiene un valor de 5,3 US\$/MMBTU y es mucho menor a la de los escenarios anteriores; siendo este valor más atractivo entre todos los escenarios, no obstante, la diferencia con el precio de transporte de TGP que es de 1 US\$/MMBTU. Es preciso indicar que el ducto de TGP también requirió una garantía en sus inicios (GRP) y que el precio actual obedece a una demanda de aproximadamente 1200 MMPCD que es muy inferior a la

demanda con que inició el referido proyecto, así como la demanda actual de TGP es muy superior respecto a la demanda garantizada prevista en el último contrato del GSP.

Del análisis y evaluación de los diferentes escenarios, podemos concluir que, al aumentar el flujo de transporte de gas, aumenta el VAN, disminuye el periodo de recuperación de la inversión y la tarifa de transporte de gas natural, lo cual ayuda mucho a invertir en este tipo de proyectos. Asimismo, se puede concluir que proyectos de este tipo con demanda incierta, nos son factibles sin una garantía por parte del Estado, el cual puede ser un mecanismo de cobro a usuarios (GRP o MIG) o en otros casos recursos públicos, no obstante, esto último nos parece menos conveniente que un mecanismo como el MIG como se señala en nuestro trabajo de investigación.

Notas biográficas

Oscar Jesús Antayhua López

Abogado egresado de la Universidad Nacional Mayor de San Marcos y alumno del VII Curso de Extensión Universitaria del Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería (Osinergmin). Cuenta con estudios de especialización en los programas internacionales de Gestión y Regulación del Sector Eléctrico y de Gestión de Gas y Petróleo de la Universidad de Ingeniería y Tecnología (UTEC).

Tiene siete años de experiencia brindando asesoría legal relacionada con derecho de la competencia, derecho de la energía y derecho ambiental. Se ha desempeñado como abogado en diversas entidades de gobierno como el Instituto Nacional de Defensa de la Competencia y la Propiedad Intelectual (Indecopi), el Ministerio de Energía y Minas, y el Osinergmin. En la actualidad, se desempeña como consultor independiente en temas relacionadas con su amplia experiencia laboral.

Rocío del Pilar Huamán Pérez

Abogada egresada de la Pontificia Universidad Católica del Perú, con nueve años de experiencia profesional en Derecho de la energía, regulación, competencia y medio ambiente. Cuenta con estudios de postítulo en Gestión de Hidrocarburos de la Universidad Esan y estudios en otras instituciones como Universidad de Lima y Harvard Law School.

Se ha desempeñado en el sector público en el Ministerio de Energía y Minas, el Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería (Osinergmin) y el Organismo de Evaluación y Fiscalización Ambiental (OEFA); asimismo, ha prestado servicios para estudios de abogados, y ha brindado asesoría legal a importantes empresas de hidrocarburos y de generación eléctrica.